



Universidad
Carlos III de Madrid

Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos

PROYECTO FIN DE CARRERA

Análisis comparativo de alternativas comerciales en el mercado minorista de electricidad para el pequeño consumidor

Autor: Jaime Redondo Morais

Tutor: Domingo Santana Santana

Leganés, marzo de 2015

Agradecimientos

Antes de comenzar, quisiera aprovechar este momento final de mi carrera académica para agradecer a muchas personas el incondicional apoyo y confianza que me han sido ofrecidos durante este largo camino.

En primer lugar quisiera agradecer a mis padres todo el esfuerzo que han realizado durante toda mi vida, y la confianza que en todo momento han depositado en mí, razón por la que nunca me han faltado las fuerzas para terminar este viaje. Quiero decirles que sin vosotros esto nunca habría sido posible, y que las palabras jamás podrán mostrar el agradecimiento que os deberé siempre, espero que el orgullo que sintáis por mí pueda ser, por el momento, suficiente recompensa. Gracias por hacerme quien soy.

A mis hermanos, por el apoyo recibido durante todos los años de nuestra ajetreada vida. Cambiaron las casas, los colegios, las ciudades, los países, los amigos, pero vosotros nunca habéis cambiado, y siempre habéis estado a mi lado. Somos un gran bloque, y este éxito es fruto del trabajo de esta fenomenal familia. Sin vosotros, esto no habría sido posible.

A mi compañera de viaje, de fatigas, de disgustos y de golpes. De días largos y noches frías pasadas en bibliotecas, de momentos duros y difíciles, cuando los ánimos estaban por los suelos y la voluntad no era suficiente. Pero también de alegría y felicidad, de risa y orgullo, quiero agradecerle el hecho de hacerme ver que los éxitos saben mejor si los compartes con la persona que quieres.

A mis Manueles, protagonistas principales de esta gran aventura que ha sido la carrera universitaria, gracias por haber conseguido lo imposible: hacerme sonreír todos y cada uno de los días pasados en esta universidad.

A la Universidad Carlos III de Madrid, por haber sido mi casa durante los últimos 5 años, por exigirme lo máximo y obligarme a dar el 100%.

Por último, a la empresa Everis, y en especial a Miguel Ángel Vicente González, por haberme dado los medios y la ayuda necesaria para hacer este proyecto.

Índice de contenido

Agradecimientos	3
Índice de contenido	5
Índice de figuras	8
Índice de tablas.....	9
Índice de gráficos	10
1. Abstract	11
2. Resumen	12
3. Objetivos del PFC	13
4. Introducción	14
4.1. Energía. Fuentes y formas.	14
4.2. La electricidad como vector energético	16
4.2.1. Energía primaria	16
4.2.2. Vector energético	17
5. Cadena de valor de la electricidad.....	19
5.1. Generación	19
5.1.1. Tipos de generación.....	20
5.1.2. Generación en España en la actualidad	24
5.2. Transporte	26
5.3. Distribución	28
5.4. Comercialización	29
6. El sector eléctrico en España.....	33
6.1. Operador del mercado.....	38
6.2. Operador del sistema.....	39
7. El mercado eléctrico.....	41
7.1. Evolución del mercado con la legislación	41
7.1.1. El Marco Legal Estable	41

7.1.2.	Tarifa de Último Recurso (TUR)	44
7.2.	Análisis de la componente de mercado.....	46
7.2.1.	Participantes y tipos de mercados	46
7.2.2.	Mercado diario	48
7.2.3.	Mercados intradiarios	51
8.	Comercialización para el pequeño consumidor	53
8.1.	Discriminación horaria.....	54
8.2.	Telemedida y telegestión	55
8.3.	Alternativas comerciales para el pequeño consumidor.....	56
8.3.1.	Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor	56
8.3.2.	Mercado libre	57
8.3.3.	Precio fijo	57
9.	Base teórica del PVPC	58
9.1.	Desglose de la componente de potencia del PVPC (TPU)	58
9.2.	Desglose de la componente de energía del PVPC (FEU).....	58
9.2.1.	Peaje de acceso del periodo tarifario (TEUp).....	59
9.2.2.	Precio del término de coste de energía (TCUh)	59
9.3.	Metodología de cálculo del término de energía activa (FEU)	61
9.3.1.	Diferencia del cálculo para suministros telemedidos y no telemedidos	62
10.	Aplicación informática.....	64
10.1.	Opción 1: Desglose PVPC y factura.....	65
10.1.1.	Tabla de Datos	65
10.1.2.	Desglose Factura	66
10.2.	Opción 2: PVPC Diario	67
10.2.1.	Gráfico PVPC.....	68
10.2.2.	Cálculo PVPC.....	70

10.2.3. Coeficiente de perfilado	72
10.3. Opción 3: Cálculo de consumo y coste en una fecha.....	73
10.3.1. Gráfico consumo vs. PVPC.....	74
10.3.2. Gráfico coste de energía diario.....	75
10.3.3. Cálculo del consumo y coste total	76
10.4. Opción 4. Cálculo del consumo y coste para un periodo.....	77
10.4.1. Gráfico consumo periodo	77
10.4.2. Gráfico del consumo de un periodo para suministro telemedido ...	78
10.4.3. Gráfico del coste de la energía en un periodo	79
10.4.4. Gráfico del coste en un periodo para suministro telemedido	80
10.4.5. Cálculo del coste total para un periodo	81
10.5. Opción 5. Gráfico de evolución de la factura mensual.....	84
10.5.1. Gráfico factura mensual	84
11. Conclusiones	86
11.1. Efecto del PVPC sobre la oferta del mercado libre	86
11.2. Mercado libre vs. PVPC	86
11.3. Discriminación horaria.....	87
11.4. Líneas de futuro	89
12. Bibliografía	90

Índice de figuras

- Figura 1. Diagrama de fuentes de energía. Fuente: E-verde Chile*
- Figura 2. Cadena de la electricidad. Fuente: Everis*
- Figura 3. Diagrama del ciclo Brayton teórico (en negro) y real (en azul), en función de la entropía S y la temperatura T .*
- Figura 4. Flujo del fluido por el ciclo (izquierda). Diagrama P-V en condiciones ideales (compresión y expansión isoentrópicas) (derecha).*
- Figura 5. Flujo del fluido termodinámico del ciclo Rankine*
- Figura 6. Diagrama T-s del ciclo de Rankine. En línea continua, el ciclo ideal y en discontinua, el ciclo termodinámico real.*
- Figura 7. Funcionamiento de una célula fotovoltaica. Fuente: Energías Limpias*
- Figura 8. Generación a tiempo real para un día de fuerte actividad meteorológica. Fuente: REE*
- Figura 9. Esquema del suministro eléctrico. Fuente: Endesa*
- Figura 10. Mapa de distribuidoras eléctricas. Fuente: Proyectos Tipo*
- Figura 11. Estructura del mercado eléctrico con el MLE. Fuente: El Observatorio de la Energía*
- Figura 12. Estructura del sector eléctrico actual tras la liberalización del mercado. Fuente: El Observatorio Crítico de la Energía.*
- Figura 13. Oferta de venta de una central eléctrica. Fuente: El Observatorio Crítico*
- Figura 14. Curva oferta y demanda agregada. Fuente: Everis*
- Figura 15. Curvas agregadas de oferta y demanda original y corregida por Market Splitting (2 de junio de 2009, hora H15). Fuente: El Observatorio Crítico*
- Figura 16. Posición típica de las tecnologías generadoras. Fuente: El Observatorio Crítico*
- Figura 17. Evolución del precio del mercado diario en los meses de enero y febrero del año 2015. Fuente: El Observatorio Crítico.*
- Figura 18. Tramos horarios de los mercados diario e intradiarios. Fuente: Everis*
- Figura 19. Horas de discriminación horaria para la tarifa 2.0DHA. Fuente: Tarifasgasluz*
- Figura 20. Horas de discriminación horaria para la tarifa 2.0DHS. Fuente: Tarifasgasluz*
- Figura 21. Desglose de cálculo de los términos del PVPC*
- Figura 22. Menú principal de la aplicación*
- Figura 23. Diagrama de flujo de la opción 2*
- Figura 24. A la izquierda, perfil de producción para el día 10/10. A la derecha, producción del 12/10*
- Figura 25. Diagrama de flujo de la opción 3*
- Figura 26. Diagrama de flujo de la opción 4*

Índice de tablas

Tabla 1. Potencia instalada en el sistema eléctrico español. Fuente: REE

Tabla 2. Generación eléctrica en el año 2014. Fuente: REE

Tabla 3. Detalle desglosado del término de energía. Fuente: REE

Tabla 4. Precio horario para cada tarifa del PVPC en una fecha concreta

Tabla 5. Opción PVPC para una fecha concreta

Tabla 6. Opción Mercado Libre

Tabla 7. Opción Precio Fijo

Tabla 8. Cálculo comparativo del coste total de la electricidad en un día

Tabla 9. Cálculo del coste de la energía durante un periodo para las alternativas de PVPC y mercado libre

Tabla 10. Cálculo factura para el largo plazo

Tabla 11. Opción precio fijo, para el periodo 10/09/2014-10/10/2014, cliente 3

Tabla 12. Consumo cliente 7 para las tarifas 2.0A y 2.0DHA

Tabla 13. Coste mensual para las tarifas 2.0A y 2.0DHA

Índice de gráficos

Gráfico 1. Consumo de energía final en España en el año 2013. Fuente: SEE	18
Gráfico 2. Evolución de la red de transporte en España. Fuente: REE	27
Gráfico 3. Representación porcentual de cada término de la factura.....	66
Gráfico 4. Precio del término de energía activa para una fecha determinada	68
Gráfico 5. Comparación de precios del kWh en días casi consecutivos.....	69
Gráfico 6. Coeficiente de perfilamiento para las tarifas PVPC	73
Gráfico 7. Consumo de un cliente superpuesto con el PVPC.....	74
Gráfico 8. Coste de la energía desglosado horariamente	75
Gráfico 9. Consumo perfilado del cliente en un periodo.....	78
Gráfico 10. Consumo de un cliente telemedido en un periodo	79
Gráfico 11. Coste de energía en un periodo, fragmentado por periodo tarifario y comparativa del coste entre tipos de suministro.	80
Gráfico 12. Coste de energía en un periodo.....	81
Gráfico 13. Evolución del gasto durante el periodo julio-diciembre para el cliente 3	84
Gráfico 14. Evolución del ahorro con discriminación horaria	88

1. Abstract

Debido a la reciente modificación de la Ley del Sector Eléctrico, el precio de la electricidad para el pequeño consumidor se encuentra ahora directamente relacionado con el precio horario del mercado mayorista. Para estudiar este cambio, se ha desarrollado una aplicación que ayuda a analizar el impacto en el corto, medio y largo plazo.

Due to the most recent revision of the Law for the Electric Sector, the price of electricity for the residential consumer is now directly related to the wholesale market hourly price. To study this latest adjustment, a computer application has been developed in order to help analyze the impact of this change in the short, mid and long term.

2. Resumen

Este proyecto tratará de analizar las distintas alternativas comerciales que existen hoy en día para el pequeño consumidor (potencia contratada inferior a los 10 kW) en el ámbito eléctrico. Se estudiarán las diferentes tarifas y ofertas disponibles para este tipo de cliente, su base teórica y su metodología de cálculo, comparándolas para diferentes perfiles de consumo, con la ayuda de una herramienta informática diseñada para llevar a cabo la simulación y el cálculo del coste asociado a dicho consumo para las diferentes opciones disponibles. El estudio resulta relevante debido a las grandes transformaciones que ha experimentado el sector eléctrico en los últimos años, con la liberalización del sector eléctrico a finales del siglo XX y la evolución de las energías renovables en nuestro país como principales razones de estas transformaciones.

Para ello, se empezará por explicar las diferentes fuentes de energía y su proceso de transformación en energía eléctrica. A continuación, en el apartado 5, se hablará de la cadena de valor de la electricidad, desde su generación hasta su consumo por el cliente final.

Para entender el marco legal de este proyecto, se hablará de la evolución de la parte regulatoria del sector durante los últimos años. Después, se explicará al lector el funcionamiento del mercado mayorista español y su evolución, hasta la relación que hoy en día guarda con el mercado minorista.

Por último, se estudiarán las 3 alternativas de suministro eléctrico que existen para el pequeño consumidor (potencia de suministro inferior a 10 kW), adentrándose a fondo en la opción introducida por el último cambio legislativo, el Precio Voluntario al Pequeño Consumidor. Se explicarán las bases teóricas de su cálculo y con la ayuda de la herramienta informática desarrollada, se estudiará el impacto que este ha tenido sobre el mercado minorista y la elección de la tarifa óptima para cada cliente.

3. Objetivos del PFC

- i) Estudio de la generación de electricidad en España.
- ii) Estudio y análisis del sector eléctrico español, evolución temporal, marco legal actual, estructura, actividades, características y funcionamiento.
- iii) Estudio de las actuales alternativas comerciales para el suministro eléctrico español para el pequeño consumidor.
- iv) Diseño y construcción de una aplicación informática que permita:
 - a. Calcular el PVPC
 - b. Calcular el coste de la electricidad para el cliente final en función de la opción comercial escogida.
 - c. Estudiar la evolución en el consumo de un cliente y coste de la electricidad para dicho cliente en el tiempo.
- v) Interpretación de los resultados obtenidos, en forma de definición de perfiles de consumidor y estimación de posible ahorro.

4. Introducción

4.1. Energía. Fuentes y formas.

La energía, por definición, es la capacidad de un cuerpo de realizar un trabajo y producir cambios en sí mismo o en otros cuerpos. La ley de conservación de la energía sostiene que la energía no puede crearse ni destruirse, sólo puede cambiar de una forma a otra. Otra de las propiedades básicas de la energía es que ésta puede transmitirse entre cuerpos. La transferencia de energía de un cuerpo a otro se puede producir de 3 maneras:

- i) Trabajo: Cuando se realiza un trabajo se transmite energía a un cuerpo que cambia de una posición inicial a una posición final.
- ii) Ondas: Las ondas son la propagación de perturbaciones de ciertas características, como el campo eléctrico, el magnetismo o la presión, y que se propagan a través del espacio transmitiendo energía.
- iii) Calor: El calor es la transferencia de energía desde un cuerpo caliente hacia un cuerpo frío. Dentro de esta modalidad de transferencia de calor, podemos distinguir otros 3 subtipos: conducción, convección y radiación.

La energía se manifiesta de diferentes maneras, recibiendo diferentes denominaciones según las acciones y cambios que ésta puede provocar. Dependiendo de si nos referimos a sistema con respecto a su entorno, o a la estructura molecular del mismo, se pueden distinguir 2 formas en que se puede presentar la energía: macroscópica y microscópica.

- i) Macroscópica o externa: Esta forma de energía está asociada a la masa, la posición, la velocidad y la presencia de fenómenos electromagnéticos. Las formas de energía macroscópica se pueden clasificar en:
 - a. Cinética: Se manifiesta cuando tenemos cuerpos en movimiento. Es decir, es la energía asociada a la velocidad de cada cuerpo.
 - b. Potencial: Hace referencia a la capacidad que tiene un cuerpo para realizar un trabajo en función exclusivamente de su posición o configuración. Puede pensarse de ella como la energía almacenada en el sistema.

- c. Electromagnética: Es la energía debida a la presencia de un campo electromagnético.
- ii) Microscópica o interna: Esta forma de energía está asociada a la estructura molecular interna de la materia. Transmitida en forma de calor. Las formas de energía microscópica se pueden clasificar en:
 - a. Química: La energía química es aquella producida por los componentes de una reacción química.
 - b. Térmica: Esta forma se muestra cuando la energía se transmite de un cuerpo de temperatura mayor a otro de temperatura menor.
 - c. Nuclear: Energía liberada procedente de la manipulación de la estructura interna de los átomos. Se puede obtener bien mediante la división del núcleo (fisión) o mediante la unión de dos átomos (fusión).

Aunque son numerosas las fuentes de energía que podemos ver en la naturaleza, podríamos clasificar estas fuentes en 2 tipos.

- i) Acumulaciones útiles de energía, como es el caso de los combustibles fósiles y nucleares, los cuales contienen grandes cantidades de energía interna aprovechable mediante transmisión por calor. Este tipo de fuentes son catalogadas como no renovables, ya que se encuentran en la naturaleza en cantidades limitadas que, una vez consumidas, no pueden sustituirse.
- ii) Flujos de energía de un sistema a otro. Estas fuentes de energía se denominan renovables, fuentes naturales virtualmente inagotables, a saber, eólica, geotérmica, hidráulica, solar...

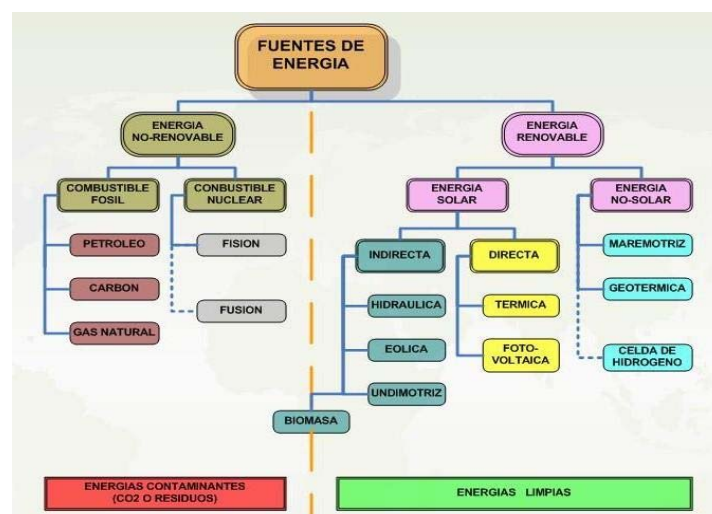


Figura 1. Diagrama de fuentes de energía. Fuente: E-verde Chile

Desafortunadamente, en la mayoría de las aplicaciones no se puede utilizar directamente la energía procedente de la fuente, ésta tiene que ser transformada en otras formas de energía. Las leyes de la termodinámica, en concreto el segundo principio, nos afirman que para pasar de un estado a otro, la cantidad de entropía del sistema debe aumentar, por lo que nos será imposible sacar toda la energía disponible de la fuente y convertirla en energía útil. La clasificación de las etapas por las que pasa la energía antes de servir para un fin podría ser la siguiente:

- i) **Primaria:** Denominamos energía primaria a aquella que procede directamente de la fuente, antes de ser convertida o transformada. Podemos ver cuáles son estas fuentes en la figura 1.
- ii) **Secundaria:** Se denomina energía secundaria a los productos resultantes de las transformaciones de recursos energéticos primarios. Para transformar esta energía primaria a secundaria, es preciso el uso de un centro de transformación, como puede ser una central térmica.
- iii) **Final:** La energía final es aquella que se pone a disposición del consumidor. Los usos finales de la energía suelen emplearse en la realización de un trabajo, en la obtención de calor o para obtener determinados procesos físicos o químicos.
- iv) **Útil:** Llamamos energía útil a aquella que se encuentra disponible para la satisfacción de una necesidad.

Por lo mencionado anteriormente, en la transición de una etapa a la siguiente, se producen pérdidas de energía al ambiente de diversas maneras, por lo que no somos capaces de utilizar por completo la energía procedente de la fuente. En el siguiente apartado, se profundizará en estos conceptos.

4.2. La electricidad como vector energético

Es frecuente en cualquier discusión sobre energía la mezcla de energías primarias con vectores energéticos. Es importante, debido al tema de este proyecto, dedicar una parte de esta introducción para ayudar al lector a diferenciar entre estos 2 conceptos energéticos.

4.2.1. Energía primaria

Como se ha explicado antes, la energía primaria, también denominada a veces producto energético, es toda aquella que se encuentra disponible en la Tierra sin

necesidad de ser transformada, es decir, que proviene directamente de la fuente. Para que ésta pueda ser útil, frecuentemente es necesaria una transformación. El resultado de esta transformación es otra fuente energética que llamamos vector energético. Para obtener la energía primaria es necesario gastar una energía. Por ejemplo, para extraer petróleo, se necesita energía. No obstante, esta energía que consumimos siempre debe ser inferior a la que obtenemos. Si no se cumple esta condición, no se tratará de un producto energético, sino de un vector energético. Es por este motivo por el que el hidrógeno, a pesar de estar disponible en la naturaleza, no puede ser considerado una fuente de energía primaria. Se necesita más energía para obtener 1kg de hidrógeno, de la que se obtiene de él, por lo que no representa una entrada de energía en el sistema. Todas las energías primarias son entradas de energía en el sistema.

4.2.2. Vector energético

Cuando la energía primaria no puede ser utilizada como energía final, debemos transformarla en otras formas de energía que nos permitan adaptarnos mejor a su uso. Este es el ejemplo de la gasolina, la cual se obtiene de una transformación del petróleo para ser utilizada principalmente en la automoción. Para hacer esta conversión, se pierde energía. La relación entre unidades de energía primaria consumidas y las unidades de energía contenidas en el vector energético obtenido se denomina eficiencia. Una vez más, nos encontramos con la segunda ley de la termodinámica, que nos dice que no se puede conseguir una eficiencia del 100%. Para obtener un vector energético se necesita primero extraer la energía primaria para después vectorizarla. Éste es el caso de la electricidad, la cual se obtiene a través de la transformación de una energía primaria.

Como se puede observar en el gráfico de la figura 2, el cual representa el consumo de energía final en España en el año 2013, incluso si el gas natural fuese considerado como un producto energético, y no un vector (el gas natural extraído de la naturaleza debe pasar por varios procesos de refinamiento antes de poder ser utilizado), casi el 75% del consumo de energía en nuestro país viene del uso de vectores energéticos.

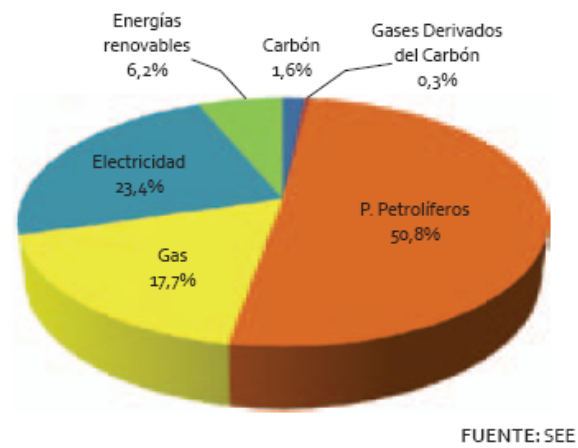


Gráfico 1. Consumo de energía final en España en el año 2013. Fuente: SEE

5. Cadena de valor de la electricidad

La electricidad es un vector que se obtiene a través de la transformación de productos energéticos en energía eléctrica. Una vez generada, esta electricidad debe ser llevada al consumidor final. Para ello, se define lo que es hoy conocido como la cadena de la electricidad. La figura 3 esquematiza todos los elementos que componen esta cadena de valor, junto con otros factores, que serán explicados a continuación.

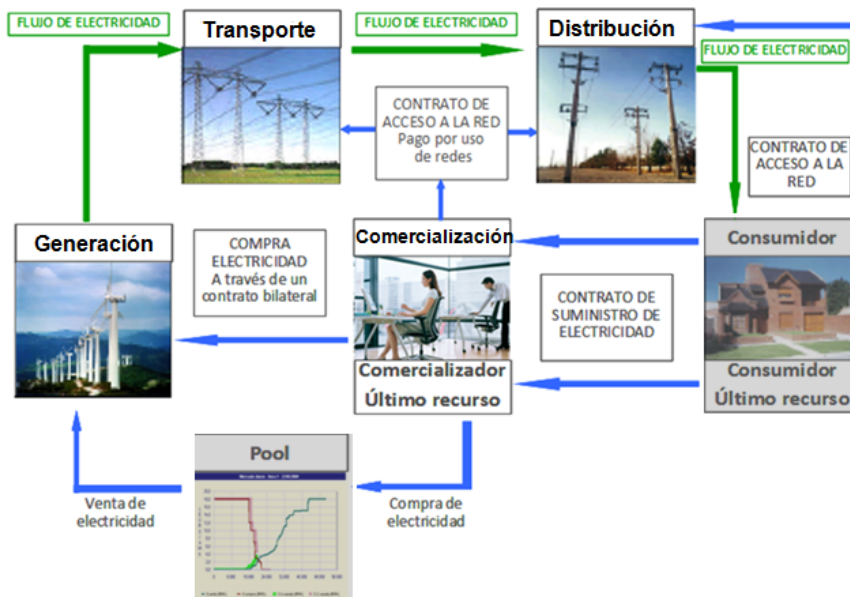


Figura 2. Cadena de la electricidad. Fuente: Everis

5.1. Generación

Para la transformación de fuentes de energía primaria en energía eléctrica a gran escala, se recurre a centros de transformación denominados centrales eléctricas. Éstas constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico. La diferencia que existe entre las distintas centrales reside en la energía primaria utilizada y el procedimiento llevado a cabo a la hora de extraer esta energía para su posterior conversión en energía eléctrica.

Dependiendo de la fuente primaria de energía utilizada, las centrales generadoras se clasifican en:

- i) **Termoeléctricas:** Utilizan como energía primaria carbón, petróleo, gas, biocombustibles, energía nuclear y solar, haciendo uso de la transferencia de calor.
- ii) **Hidroeléctricas:** Aprovechan las corrientes de los ríos o del mar.

- iii) Eólicas: Aprovechan la energía cinética del viento para generar electricidad.
- iv) Solares fotovoltaicas: Utilizan la luz del Sol para la producción de energía eléctrica mediante el fenómeno fotovoltaico.

La mayor parte de la energía eléctrica generada a nivel mundial proviene de los dos primeros tipos de centrales reseñados. Todas estas centrales, excepto las fotovoltaicas, tienen en común el elemento generador, constituido por un alternador de corriente, movido mediante una turbina que será distinta dependiendo del tipo de energía primaria utilizada. A continuación, profundizaremos brevemente en los diferentes tipos de generación y en la generación de electricidad en nuestro país.

5.1.1. Tipos de generación

5.1.1.1. Generación termoeléctrica

Una central termoeléctrica es un lugar empleado para la generación de energía eléctrica a partir de la transmisión de calor. Este calor puede obtenerse tanto de la combustión, de la fisión nuclear del uranio u otro combustible nuclear, del Sol o del interior de la Tierra (geotérmicas). Las centrales que en el futuro utilicen la fusión también serán centrales termoeléctricas. Los combustibles más comunes son los combustibles fósiles (petróleo, gas natural o carbón), sus derivados (gasolina, gasóleo), biocarburantes, residuos sólidos urbanos y metano generado en algunas estaciones depuradoras de aguas residuales.

Dentro de este tipo de centrales, comúnmente son utilizados 2 diferentes ciclos termodinámicos, el ciclo Brayton y el ciclo Rankine.

- i) Brayton: Consistente, en su forma más sencilla, en una etapa de compresión adiabática, una etapa de calentamiento isobárico y una expansión adiabática de un fluido termodinámico compresible.

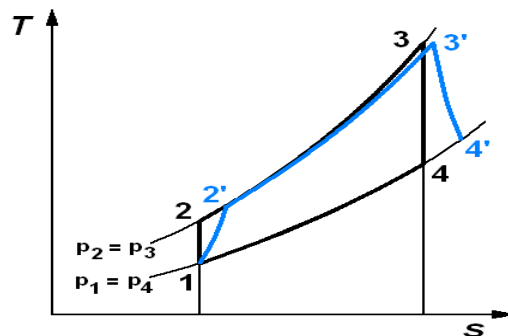


Figura 3. Diagrama del ciclo Brayton teórico (en negro) y real (en azul), en función de la entropía S y la temperatura T .

Al emplear como fluido termodinámico el aire, el ciclo Brayton puede operar a temperaturas elevadas (superiores a los 1000°C), por lo que es idóneo para aprovechar fuentes térmicas de alta temperatura y obtener un alto rendimiento termodinámico. El trabajo se obtiene mediante la expansión del fluido en una turbina. En la figura 5 se pueden observar los 3 componentes principales del ciclo Brayton, compresor, cámara de combustión y turbina, enumerados por orden de utilización en el ciclo.

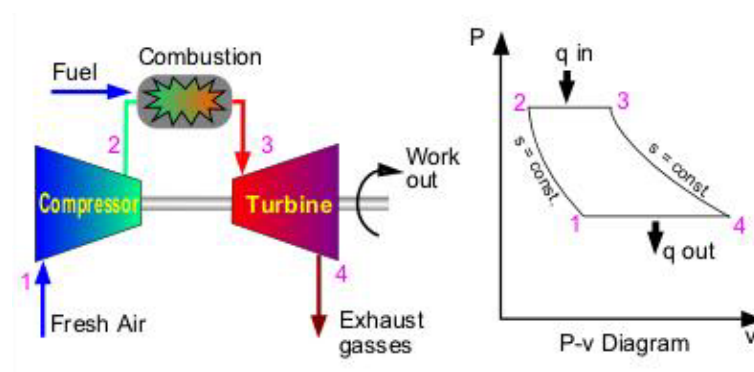


Figura 4. Flujo del fluido por el ciclo (izquierda). Diagrama P-V en condiciones ideales (compresión y expansión isentrópicas) (derecha).

Sobre el ciclo básico existen variantes que lo complican para mejorar alguna de sus prestaciones, como la potencia o el rendimiento. Ejemplos de estas variantes son el ciclo Brayton con regenerador o el ciclo Brayton de múltiples etapas (de compresión o expansión).

Este tipo de ciclo es utilizado en centrales que utilizan el gas natural o biogás como fuente de energía primaria.

- ii) Rankine: Utiliza un fluido de trabajo que alternativamente evapora y condensa, típicamente agua (si bien existen otros tipos de sustancias que pueden ser utilizados, como en los ciclos Rankine orgánicos). Mediante la quema de un combustible, el vapor de agua es producido en una caldera a alta presión para luego ser llevado a una turbina donde se expande para generar trabajo mecánico en su eje (este eje, solidariamente unido al de un generador eléctrico, es el que generará la electricidad en la central térmica). El vapor de baja presión que sale de la turbina se introduce en un condensador, equipo donde el vapor condensa y cambia al estado líquido (habitualmente el calor es evacuado mediante una corriente de refrigeración procedente del mar, de un río o de un lago). Posteriormente, una bomba se encarga de aumentar la presión del fluido en fase líquida para volver a introducirlo nuevamente en la caldera, cerrando de esta manera el ciclo.

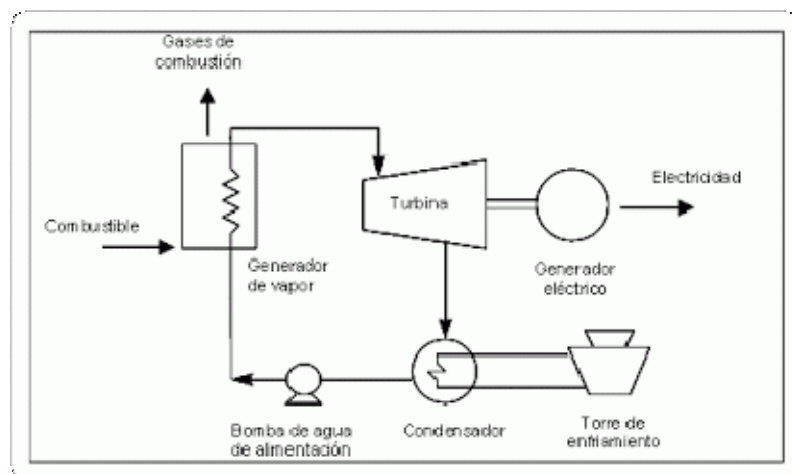


Figura 5. Flujo del fluido termodinámico del ciclo Rankine

Este ciclo permite diferentes variantes en cuanto a la fuente de energía primaria utilizada, ya que existen múltiples formas de transmisión de calor para la generación de vapor. Estas fuentes pueden ser carbón, gas natural, derivados del petróleo, biocarburantes, combustibles nucleares y energía solar.

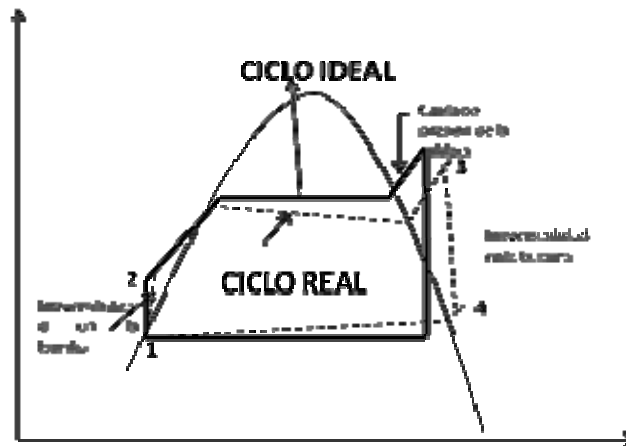


Figura 6. Diagrama T-s del ciclo de Rankine. En línea continua, el ciclo ideal y en discontinua, el ciclo termodinámico real.

Al igual que en ciclo Brayton, existen variantes para mejorar aspectos como la potencia o el rendimiento del ciclo Rankine. Es muy popular la unión de estos 2 ciclos en centrales denominadas de ciclo combinado, en la que se utiliza la energía de los gases de escape a alta temperatura del ciclo Brayton para, mediante un recuperador de calor, generar vapor que posteriormente será expandido en un ciclo Rankine. Esto permite conseguir rendimientos térmicos próximos al 60%.

5.1.1.2. Generación hidroeléctrica

Una central hidroeléctrica es aquella que se utiliza para la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía potencial del agua embalsada en una presa situada a más alto nivel que la central, o el uso del flujo y reflujo de las mareas (mareomotrices). Para ello, se hace pasar el flujo del agua a través de turbinas hidráulicas de grandes dimensiones que producen la electricidad en alternadores.

5.1.1.3. Generación eólica

La generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la fuerza del viento se lleva a cabo en centrales eléctricas denominadas parques eólicos, donde se produce electricidad por medio de aerogeneradores que aprovechan las corrientes de aire.

El viento hace girar las palas al incidir sobre ellas, convirtiendo así la energía cinética del viento en energía mecánica que se transmite al rotor. Esta energía se transmite mediante un eje de baja velocidad a la caja del multiplicador, de donde sale a

una velocidad 50 veces mayor. Es entonces cuando se puede transmitir al eje del generador eléctrico para producir energía eléctrica.

El principal problema de los parques eólicos es la incertidumbre respecto a la disponibilidad de viento cuando se necesita. Lo que implica que la energía eólica no puede ser utilizada como fuente de energía única y deba estar respaldada siempre por otras fuentes de energéticas con mayor capacidad de regulación (térmicas, nucleares, hidroeléctricas, etc.).

5.1.1.4. Generación solar fotovoltaica

El efecto fotovoltaico es un fenómeno físico que consiste en la conversión de la energía luminosa en energía eléctrica. La energía de radiación (fotones) que incide sobre una estructura heterogénea de material (célula fotovoltaica) es absorbida por electrones de las capas más externas de los átomos que forman este material, eso crea una corriente eléctrica interior de una tensión determinada.

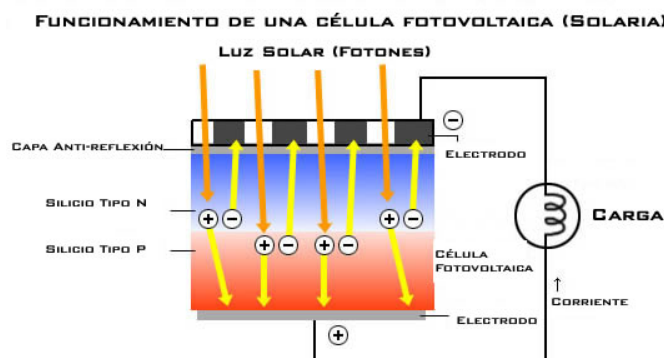


Figura 7. Funcionamiento de una célula fotovoltaica. Fuente: Energías Limpias

Similar a la generación eólica, el aprovechamiento del fenómeno fotovoltaico se lleva a cabo en centrales eléctricas denominadas parques fotovoltaicos, compuestos por un conjunto de células fotovoltaicas que captan la energía solar, transformándola en corriente eléctrica. España es un país pionero en desarrollo de esta tecnología y se facilitan ayudas económicas a este tipo de producción eléctrica en la actualidad.

5.1.2. Generación en España en la actualidad

La potencia instalada en el sector eléctrico español se ha mantenido prácticamente estable en los últimos años, con una potencia instalada a nivel nacional de 108,14 GW a

finales del año 2014. En la siguiente tabla podemos observar la distribución de la potencia instalada en España en la actualidad.

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	MW	% 14/13	MW	% 14/13	MW	% 14/13
Hidráulica	17.786	0,0	1	0,0	17.787	0,0
Nuclear	7.866	0,0	-	-	7.866	0,0
Carbón	10.972	-1,4	510	0,0	11.482	-1,4
Fuel/gas	520	0,0	2.979	0,0	3.498	0,0
Ciclo combinado (1)	25.353	0,0	1.854	0,0	27.206	0,0
Hidroeléctrica	-	-	12	-	12	-
Resto hidráulica (2)	2.105	0,0	0,5	0,0	2.106	0,0
Eólica	22.845	0,0	158	0,0	23.002	0,0
Solar fotovoltaica	4.428	0,1	244	0,5	4.672	0,1
Solar térmica	2.300	0,0	-	-	2.300	0,0
Térmica renovable	1.010	3,6	5	0,0	1.016	3,6
Cogeneración y resto	7.075	-0,1	121	0,0	7.196	-0,1
Total	102.259	-0,1	5.884	0,2	108.142	-0,1

Tabla 1. Potencia instalada en el sistema eléctrico español. Fuente: REE

Como dato importante cabe resaltar el hecho de que la potencia instalada en el territorio nacional para la generación de electricidad mediante el uso de fuentes de energía renovable representa el 47,06% de la potencia total instalada, con la generación eólica como segunda en la lista de potencia instalada representando un 21,27%, en un claro ejemplo de la tendencia hacia el uso de fuentes de energía renovables.

En cuanto al balance eléctrico, la generación de electricidad en términos de fuentes de energía primaria en el sistema eléctrico español se distribuye de la siguiente manera.

Balance eléctrico anual (1)						
	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13
Hidráulica	35.685	5,0	0	-	35.685	5,0
Nuclear	57.179	0,6	-	-	57.179	0,6
Carbón	43.859	10,2	2.405	-7,2	46.264	9,1
Fuel/gas (2)	-	-	6.620	-5,5	6.620	-5,5
Ciclo combinado (3)	21.979	-12,4	3.890	8,6	25.869	-9,8
Consumos generación (4)	-6.518	4,0	-742	-5,4	-7.260	2,9
Hidroeléctrica	-	-	1	-	1	-
Resto hidráulica (5)	7.053	-0,7	3	14,5	7.056	-0,6
Eólica	51.032	-6,1	407	10,2	51.439	-6,0
Solar fotovoltaica	7.801	-1,5	410	0,2	8.211	-1,4
Solar térmica	5.013	12,9	-	-	5.013	12,9
Térmica renovable	4.739	-6,4	10	11,7	4.749	-6,4
Cogeneración y resto	25.903	-19,1	283	9,1	26.186	-18,9
Generación neta	253.724	-2,5	13.288	-1,1	267.012	-2,5

Tabla 2. Generación eléctrica en el año 2014. Fuente: REE

A la hora de interpretar los datos brutos, del total generado, las energías renovables representan el 42%. Le sigue la electricidad generada por combustible nuclear (21,4%), gas natural (19,5%), carbón (17,3%) y productos petrolíferos (2,5%).

Dentro de las energías renovables, la generación utilizando energía eólica representa un 45,9%, seguida por la hidroeléctrica (38,3%), fotovoltaica (7,3%), solar térmica (4,4%) y finalmente, biocombustibles (4,1%), lo que supone un mantenimiento de la línea ascendente que este tipo fuentes protagonizan en España, las cuales, en días de gran actividad meteorológica (con fuertes vientos y grandes temporales de lluvia), pueden llegar a representar más del 70% del total generado, como podemos observar en la figura que desglosa la generación a tiempo real en el sistema eléctrico.

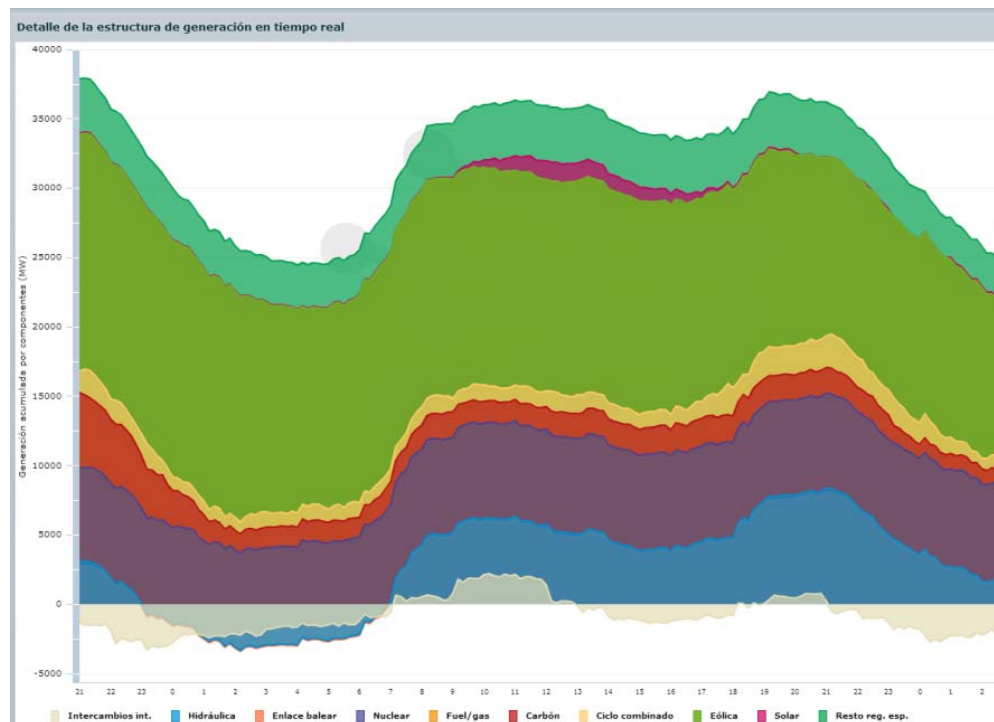


Figura 8. Generación a tiempo real para un día de fuerte actividad meteorológica. Fuente: REE

5.2. Transporte

La red de transporte de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar a través de grandes distancias y hasta los puntos de consumo la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas.

En el sistema eléctrico español, las tareas de transporte se dividen en 2: transporte (o transmisión) y distribución.

Una vez en la red de transporte o transmisión, la electricidad se conducirá hasta la cercanía de los centros de consumo, donde se conectará con la red de distribución. Esta red se diseña para utilizar altas tensiones, superiores a 220 kilovoltios y hasta 400 kilovoltios, en el caso español, más altas incluso en otros países. La razón es que para transmitir la misma potencia, cuanto mayor sea la tensión, menor será la intensidad, lo que reduce las pérdidas en el proceso.

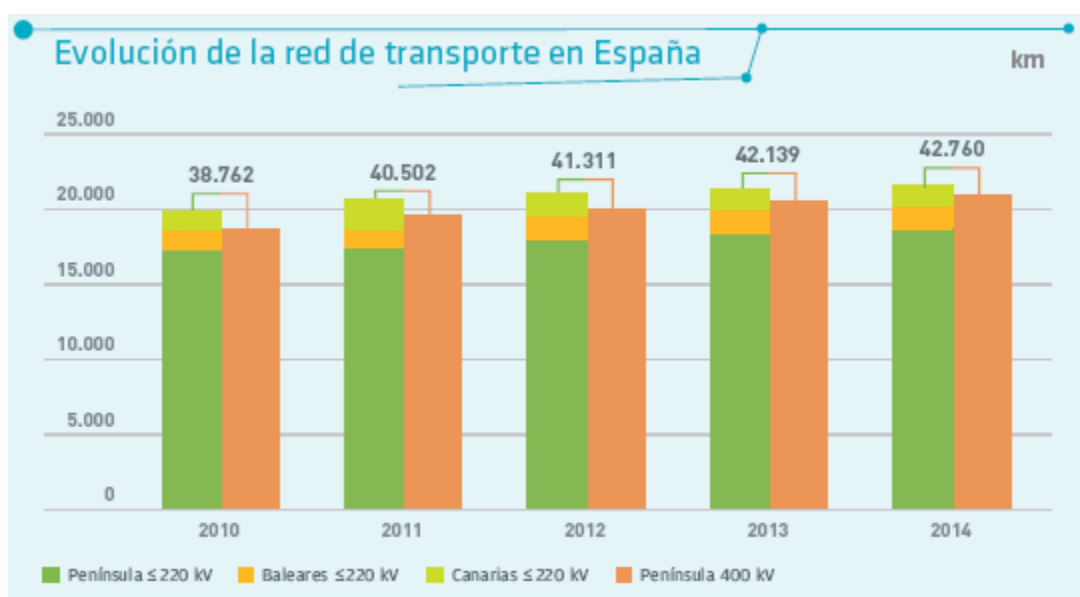


Gráfico 2. Evolución de la red de transporte en España. Fuente: REE

Como no resulta eficiente desarrollar redes en competencia, es común que la actividad de transporte esté controlada por un operador único que da servicio a los distribuidores de manera que el sistema tenga menor coste. Para su remuneración, el operador de la red de transporte recibe una compensación económica en función de los elementos que componen su red acorde a unas tarifas estándar de referencia y de la calidad del servicio que da. De esta forma se garantiza que su actividad sea rentable. Esta remuneración proviene en parte de las tarifas de acceso a la red que pagan todos los consumidores.

La Ley 17/2007, de 4 de julio, confirmó la condición de Red Eléctrica Española (REE) como gestor de la red de transporte y le atribuyó la función de transportista

único, en régimen de exclusividad. Como gestor de la red de transporte, Red Eléctrica es responsable del desarrollo y ampliación de la red, de realizar su mantenimiento, de gestionar el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores y la península y de garantizar el acceso de terceros a la red de transporte en condiciones de igualdad.

5.3. Distribución

A través de las líneas de muy alta tensión de la red de transporte y gracias a la contribución de las subestaciones de generación y transporte, la energía se ha acercado a las zonas de consumo. En esta etapa es donde entra la red de distribución para hacerla llegar a los clientes, tanto residenciales como industriales.

Generalmente, dentro de la red de distribución es posible distinguir tres escalones de tensión que se identifican con tres subredes: subred de reparto, subred de media tensión y subred de baja tensión. Lo habitual es que el cliente final se conecte a la red de baja tensión, aunque existen excepciones, generalmente grandes consumidores que se conectan directamente a la red de media tensión o incluso a la red de reparto como por ejemplo fábricas, siderúrgicas, etcétera.

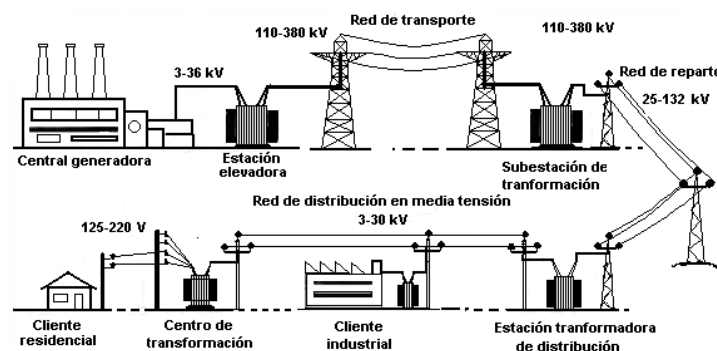


Figura 9. Esquema del suministro eléctrico. Fuente: Endesa

La actividad de distribución implica una serie de obligaciones:

- i) Operar la red de distribución: asegurar que la energía eléctrica llegue a los clientes a través de las redes de distribución, con la adecuada calidad y garantía de suministro.
- ii) Realizar el suministro de energía a los distintos usuarios conectados a sus redes procurando un uso racional de la energía y asegurando el nivel de calidad de servicio determinado.

- iii) El mantenimiento de las instalaciones para mantener su capacidad operativa.
- iv) Medir el balance eléctrico, el consumo para cada cliente. Gracias a los contadores inteligentes y la telegestión, de lo que se hablará más adelante en el presente texto, su modernización es un hecho.
- v) Planificar y construir nuevas instalaciones de distribución para atender nuevas demandas.
- vi) Atender todas las exigencias de información del regulador y de las Instituciones responsables.

De manera similar a como pasa en la actividad de transporte, en la distribución de electricidad no resulta eficiente desarrollar redes en competencia. Por lo tanto, existe un monopolio regulado y se asigna cada zona de distribución de la geografía española basándose en argumentos históricos. Aunque existen muchas pequeñas distribuidoras locales de pequeñas comarcas, las cinco principales que cubren gran parte del mercado son las que se encuentran en la figura 12, la cual muestra el actual mapa de distribución en España.



Figura 10. Mapa de distribuidoras eléctricas. Fuente: Proyectos Tipo

5.4. Comercialización

Los comercializadores son agentes económicos cuyo principal objetivo es comprar un bien determinado en el mercado mayorista y venderlo a consumidores finales.

La actividad de comercialización de la electricidad será desarrollada por las empresas comercializadoras de energía eléctrica que, accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores y a otros sujetos según la normativa vigente.

En las diferentes estructuras del mercado eléctrico existentes en el mundo, la comercialización se lleva a cabo en condiciones similares, con regulaciones orientadas a crear un ambiente apropiado para la organización y explotación de esta actividad. Los principales aspectos referentes al desarrollo de esta actividad a escala global se enuncian a continuación.

- i) La comercialización se desarrolla en mercados liberalizados, que presentan estructuras de bolsa de energía. Los comercializadores adquieren esta energía en el mercado mayorista, ya sea en la bolsa o negociando contratos bilaterales con las compañías generadoras, para luego venderla directamente al consumidor final. También pueden vender energía a otros comercializadores, generadores y compañías distribuidoras.
- ii) Para poder realizar esta actividad se requiere de licencia o permiso por parte del organismo correspondiente, verificando que se cumplen los requerimientos mínimos necesarios para la práctica de este negocio. Dependiendo del país en que se analice, la comercialización puede ser realizada por cualquier persona jurídica, y a veces también por empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras. En este último caso, como sucede en nuestro país, si el comercializador realiza otra actividad en el sector eléctrico, se le exige llevar contabilidades separadas para cada negocio. Más adelante se hablará sobre el marco legal del sector eléctrico en España.
- iii) La directriz actual es eliminar las diferencias entre clientes libres y regulados. La idea es que todos los consumidores puedan elegir un comercializador con un tipo de contrato que se acomode a sus necesidades, ampliando así el mercado para los proveedores.

- iv) Es necesario regular la actividad de distribución, a fin de optimizar la eficiencia de la red y de modo que se asegure el libre acceso a las redes eléctricas para todos los comercializadores, sin distinciones ni privilegios. Dependiendo de la estructura de cada país, las compañías distribuidoras pueden competir directamente con los comercializadores o limitar su actividad al mantenimiento y operación de las redes, conexión de nuevos clientes, medición, etc., y no a la venta directa de electricidad a clientes finales.
- v) Cada país tiene una metodología sobre peajes de distribución. Así, o bien son los comercializadores quienes pagan una tarifa definida a las compañías distribuidoras por el uso de sus redes, o éstos traspasan los peajes de acceso de terceros a la red a los consumidores finales. Estos peajes pueden ser calculados para cada empresa distribuidora, o para toda la red. En el caso de España, es el cliente final el que asume el total del coste de acceso a la red, coste regulado por el marco legal.

Dado que el servicio no es el mismo para todos los clientes finales, ya que la comercializadora debe adaptarse a las necesidades de éstos, el negocio de la venta de energía a los consumidores puede ser sectorizado en 3 tipos de clientes:

- i) *Grandes clientes*: Son pocos los clientes que se encuentran en este sector, pero su alto nivel de consumo, la mayor sofisticación en los productos que necesitan y la mayor complejidad en la negociación de los mismos, los cualifica para recibir una atención personalizada.
- ii) *Empresas*: Se trata de un segmento más numeroso que incluye negocios de diferente volumen y actividad, por lo que muestran en algunos casos características similares con los grandes clientes en cuanto a la atención más personalizada, y en otras con los residenciales.
- iii) *Gran público o segmento residencial*: También conocido como “pequeño consumidor”, lo componen un importante número de clientes residenciales y pequeños negocios, con consumos más moderados y una vasta presencia.

El objetivo de este proyecto es profundizar dentro de las opciones que se le presentan a este grupo de clientes, el más numeroso en cuanto a individuos, en búsqueda de la alternativa óptima para cada uno de los casos que se pueda dar dentro del segmento. Esto se llevará a cabo a continuación, aunque antes deben ser analizados algunos conceptos sobre el funcionamiento del sector para poder ahondar en este tipo de cliente.

6. El sector eléctrico en España.

El sector eléctrico español ha sufrido una profunda evolución desde el año 1998. Hasta esa fecha, la actividad del sector estaba agrupada en empresas caracterizadas por una importante estructura vertical, y que ejercían monopolio en las distintas regiones españolas.

La aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, supuso el inicio del proceso de liberalización progresiva del sector mediante la apertura de las redes a terceros, el establecimiento de un mercado organizado de negociación de la energía y la reducción de la intervención pública en la gestión del sistema. El objetivo principal de esta ley es la de permitir una competencia libre. Los principales motivos son los citados en el siguiente texto:

“El suministro de energía eléctrica es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad. Su precio es un factor decisivo de la competitividad de buena parte de nuestra economía. El desarrollo tecnológico de la industria eléctrica y su estructura de aprovisionamiento de materias primas determinan la evolución de otros sectores de la industria. Por otra parte, el transporte y la distribución de electricidad constituyen un monopolio natural: se trata de una actividad intensiva en capital, que requiere conexiones directas con los consumidores, cuya demanda de un producto no almacenable -como la energía eléctrica- varía en períodos relativamente cortos de tiempo. Además, la imposibilidad de almacenar electricidad requiere que la oferta sea igual a la demanda en cada instante de tiempo, lo que supone necesariamente una coordinación de la producción de energía eléctrica, así como la coordinación entre las decisiones de inversión en generación y en transporte de energía eléctrica. Todas estas características técnicas y económicas hacen del sector eléctrico un sector necesariamente regulado.

La presente Ley tiene, por consiguiente, como fin básico establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medioambiente, aspecto que adquiere especial relevancia

dadas las características de este sector económico. Sin embargo, a diferencia de regulaciones anteriores, la presente Ley se asienta en el convencimiento de que garantizar el suministro eléctrico, su calidad y su coste no requiere de más intervención estatal que la que la propia regulación específica supone...”

Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico.

En esta ley se regulan, como conceptos destacados, las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica (generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios), se asientan las bases para la garantía del suministro eléctrico como bien esencial, la separación de actividades y la retribución de las mismas. Así mismo, se establece la gestión económica y técnica del sistema eléctrico, llevaba a cabo por 2 importantes agentes en el funcionamiento del sector: el operador del mercado (encargado de la gestión económica) y el operador del sistema (encargado de la gestión técnica). Se hablará de estos operadores y de sus funciones más adelante en este documento.

Uno de los efectos importantes de la nueva regulación es que se promueve la creación de nuevas plantas de generación, lo cual sirve de antesala para que el país tome una clara estrategia en la política energética nacional, apostando fuertemente por el uso de fuentes renovables para la producción de energía eléctrica. Es por esto que, un año más tarde, se aprueba el real decreto RD 2818/1998 (al que se sumaría en un nivel más internacional la comisión europea con la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo: promoción de electricidad con fuentes renovables), el cual establece las primas por la generación de electricidad con el uso de energía renovable, como se cita en el texto introductorio de dicho real decreto:

“La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece los principios de un nuevo modelo de funcionamiento que, en lo que se refiere a la producción, están basados en la libre competencia. La Ley hace compatible este fundamento con la consecución de otros objetivos tales como la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la protección del medio ambiente, por otra parte necesarios en función de los compromisos adquiridos por España en la reducción de gases productores del efecto invernadero. Así establece para su consecución la existencia de un régimen especial de producción de energía eléctrica, como régimen

diferenciado del ordinario. En este último, el esquema regulador es el mercado de producción en el que se cruzan ofertas y demandas de electricidad y donde se establecen los precios como consecuencia de su funcionamiento como mercado organizado. El régimen especial ha venido siendo regulado desde el año 1980 por diversa normativa. Sin embargo, la nueva Ley hace obligada la promulgación del presente Real Decreto para tratar de adecuar el funcionamiento de dicho régimen a la nueva regulación e introducción de competencia. El presente Real Decreto desarrolla la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, con las modificaciones que introduce la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, e impulsa el desarrollo de instalaciones de régimen especial mediante la creación de un marco favorable sin incurrir en situaciones discriminatorias que pudieran ser limitadoras de una libre competencia, aunque estableciendo situaciones diferenciadas para aquellos sistemas energéticos que contribuyan con mayor eficacia a los objetivos antes señalados. Para alcanzar ese logro se establece un sistema de incentivos temporales para aquellas instalaciones que requieren de ellos para situarse en posición de competencia en un mercado libre. Para las instalaciones basadas en energías renovables y de residuos el incentivo establecido no tiene límite temporal debido a que se hace necesario internalizar sus beneficios medioambientales y a que, por sus especiales características y nivel tecnológico, sus mayores costes no les permite la competencia en un mercado libre. Los incentivos que se establecen para las energías renovables son tales que van a permitir que su aportación a la demanda energética de España sea como mínimo del 12 por 100 en el año 2010 tal y como establece la disposición transitoria decimosexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Asimismo, el presente Real Decreto establece un período transitorio suficientemente dilatado en el que a las instalaciones acogidas a la regulación anterior continúa siéndoles de aplicación el régimen que dicha regulación establecía...”

REAL DECRETO 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

El éxito de este nuevo régimen especial de generación hizo necesaria su actualización, ya que los costes en los que se estaban incurriendo por estas primas se estaban proyectando por encima de lo previsto. El precio que se pagaba a los generadores que se acogían a esta modalidad de producción de electricidad se desligaba de aquel regulado y se ligaba al del mercado eléctrico mayorista, actualizando también el sistema de primas para que este se autoajustara solamente para cubrir los posibles costes de producción para el autoabastecimiento, como se recoge en el Real Decreto 661/2007:

“Desde el punto de vista de la retribución, la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se caracteriza por la posibilidad de que su régimen retributivo se complemente mediante la percepción de una prima en los términos que reglamentariamente se establezcan, para cuya determinación pueden tenerse en cuenta factores como el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución a la mejora del medio ambiente, el ahorro de energía primaria, la eficiencia energética y los costes de inversión en que se haya incurrido.

La modificación del régimen económico y jurídico que regula el régimen especial vigente hasta el momento, se hace necesaria por varias razones: En primer lugar, el crecimiento experimentado por el régimen especial en los últimos años, unido a la experiencia acumulada durante la aplicación de los Reales Decretos 2818/1998, de 23 de diciembre y 436/2004, de 12 de marzo, ha puesto de manifiesto la necesidad de regular ciertos aspectos técnicos para contribuir al crecimiento de estas tecnologías, salvaguardando la seguridad en el sistema eléctrico y garantizando su calidad de suministro, así como para minimizar las restricciones a la producción de dicha generación. El régimen económico establecido en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, debido al comportamiento que han experimentado los precios del mercado, en el que en los últimos tiempos han tomado más relevancia ciertas variables no

consideradas en el citado régimen retributivo del régimen especial, hace necesario la modificación del esquema retributivo, desligándolo de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia, utilizada hasta el momento. [...]

Para ello se mantiene un sistema análogo al contemplado en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, en el que el titular de la instalación puede optar por vender su energía a una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, o bien vender dicha energía directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado más una prima. En éste último caso, se introduce una novedad para ciertas tecnologías, unos límites inferior y superior para la suma del precio horario del mercado diario, más una prima de referencia, de forma que la prima a percibir en cada hora, pueda quedar acotada en función de dichos valores. Este nuevo sistema, protege al promotor cuando los ingresos derivados del precio del mercado fueran excesivamente bajos, y elimina la prima cuando el precio del mercado es suficientemente elevado para garantizar la cobertura de sus costes, eliminando irracionalidades en la retribución de tecnologías, cuyos costes no están directamente ligados a los precios del petróleo en los mercados internacionales...”

REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Aún así, esta situación genera un gran desajuste existente en la balanza energética, creando el famoso *déficit de tarifa*. Este concepto no se abordará en este texto debido a la necesaria profundización que habría que hacer dada su complejidad, pero se resume brevemente en la Ley 24/2013 de la siguiente manera:

“...Un elemento determinante (...) ha sido la acumulación, durante la última década, de desequilibrios anuales entre ingresos y costes del sistema eléctrico y que ha provocado la aparición de un déficit estructural.

Las causas de este desequilibrio se encuentran en el crecimiento excesivo de determinadas partidas de costes por decisiones de política

energética, sin que se garantizara su correlativo ingreso por parte del sistema. Todo ello agravado por la ausencia de crecimiento de la demanda eléctrica, fundamentalmente consecuencia de la crisis económica. Pese a que los peajes crecieron un ciento veintidós por ciento entre 2004 y 2012, situando el precio de la electricidad en nuestro país muy por encima de la media de la Unión Europea, eran insuficientes para cubrir los costes del sistema. Esta situación de desequilibrio ha llegado al punto de que la deuda acumulada del sistema eléctrico supere en el momento actual los veintiséis mil millones de euros, el déficit estructural del sistema alcanzase los diez mil millones anuales y la no corrección del desequilibrio introdujera un riesgo de quiebra del sistema eléctrico.”

Ley 24/2013, del 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Para ello, en 2013 se adopta el RDL 2, que establece las medidas urgentes a llevar a cabo en el sistema eléctrico. Esto supone un gran varapalo para el régimen especial, dado que elimina las primas y pone en peligro la viabilidad económica de la mayoría de los proyectos que se habían acogido al anterior marco legal, lo cual desencadenó una gran reacción por parte de las principales asociaciones productoras de energías renovables.

La anteriormente citada Ley 24/2013 modifica varios puntos de la existente Ley del Sector. A efectos de este proyecto, solo interesa entrar en detalle en aquellos que tienen un impacto directo para el pequeño consumidor. Antes de hacerlo, conviene terminar esta introducción con los agentes del sector eléctrico, a la vez que hablar sobre el funcionamiento del mercado eléctrico.

6.1. Operador del mercado

Asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan. Las funciones del operador del mercado son las siguientes:

- i) La recepción de las ofertas de venta emitidas para cada período de programación por los distintos sujetos que participan en el mercado diario de energía eléctrica, para cada uno de los períodos de programación.
- ii) La recepción de las ofertas de adquisición de energía.

- iii) Recibir de los sujetos que participan en los mercados de energía eléctrica la información necesaria, a fin de que su energía contratada sea tomada en consideración para la casación y para la práctica de las liquidaciones que sean competencia del operador del mercado.
- iv) La recepción de las garantías que, en su caso, procedan. La gestión de estas garantías podrá realizarla directamente o a través de la terceros autorizados.
- v) Realizar la casación de las ofertas de venta y de adquisición partiendo de la oferta más barata hasta igualar la demanda en cada período de programación.
- vi) La comunicación a los titulares de las unidades de producción, así como a los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados, agentes externos y a los operadores del sistema eléctrico en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad de los resultados de la casación de las ofertas.
- vii) La determinación de los distintos precios de la energía resultantes de las casaciones en el mercado diario de energía eléctrica para cada período de programación y la comunicación a todos los agentes implicados.
- viii) La liquidación y comunicación de los pagos y cobros que deberán realizarse en virtud de los precios de la energía resultantes de las casaciones y de aquellos otros costes que reglamentariamente se determinen.
- ix) Comunicar al operador del sistema las ofertas de venta y de adquisición de energía eléctrica, realizadas por los distintos sujetos que participan en los mercados de energía eléctrica de su competencia, para cada uno de los períodos de programación.
- x) Informar públicamente sobre la evolución del mercado con la periodicidad que se determine.
- xi) Realizar cualesquiera otras funciones que reglamentariamente se le asignen.

En el mercado español, OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. (OMIE) es el operador único del mercado eléctrico.

6.2. Operador del sistema

El operador del sistema tendrá como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, ejerciendo sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad

e independencia. Este a su vez asumirá la actividad de gestión de la red de transporte.

Las funciones del operador del sistema son las siguientes:

- i) Prever indicativamente y controlar el nivel de garantía de abastecimiento de electricidad del sistema a corto y medio plazo.
- ii) Prever a corto y medio plazo la utilización del equipamiento de producción, en especial, del uso de las reservas hidroeléctricas, de acuerdo con la previsión de la demanda, la disponibilidad del equipamiento eléctrico y las distintas condiciones de hidraulicidad que pudieran presentarse dentro del período de previsión.
- iii) Recibir la información necesaria sobre los planes de mantenimiento de las unidades de producción, averías u otras circunstancias que puedan llevar consigo la excepción de la obligación de presentar ofertas.
- iv) Coordinar y modificar, en su caso, los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte, de manera que se asegure su compatibilidad con los planes de mantenimiento de los grupos de generación y se asegure un estado de disponibilidad adecuado de la red que garantice la seguridad del sistema.
- v) Establecer y controlar las medidas de fiabilidad del sistema de producción y transporte, afectando a cualquier elemento del sistema eléctrico que sea necesario, así como los planes de maniobras para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de energía eléctrica y coordinar y controlar su ejecución.
- vi) Impartir las instrucciones de operación de la red de transporte, incluidas las interconexiones internacionales, para su maniobra en tiempo real.
- vii) Determinar la capacidad de uso de las interconexiones internacionales y establecer los programas de intercambio de electricidad a corto plazo con los sistemas eléctricos exteriores.

En el mercado español, Red Eléctrica Española (REE) es el operador único del sistema eléctrico.

7. El mercado eléctrico

7.1. Evolución del mercado con la legislación

La demanda de electricidad es estacional en el corto y largo plazo con altos grados de aleatoriedad. El consumo del sistema no sólo cambia a lo largo del día, sino también a lo largo de la semana, dependiendo de si es un día laborable o festivo, y a lo largo del año, dependiendo de la estación en la que nos encontremos.

Además la electricidad no es almacenable para las cantidades con las que trabaja el mercado. Como consecuencia, el sobredimensionamiento del sistema eléctrico es una exigencia técnica para su estabilidad, por lo tanto conviene resaltar la complejidad del funcionamiento de este sistema eléctrico en el que lo consumido en cada instante está siendo generado en ese mismo instante, ya que es necesario tener sincronizada la frecuencia de la red. Así pues, la capacidad instalada tiene que ser superior a la mayor punta de demanda razonablemente probable, teniendo en cuenta factores como las probabilidades de fallo, las coincidencias de mantenimiento de las centrales generadoras, o la aleatoriedad y estacionalidad de ciertos sistemas de producción de electricidad, como por ejemplo la hidráulica (periodos de sequía), la eólica (falta de viento), etcétera.

7.1.1. El Marco Legal Estable

Antes de la liberalización del sector con la Ley del Sector Eléctrico de 1997, el mercado eléctrico se regía, desde el año 1988, por el Marco Legal Estable. Al considerarse la electricidad un elemento básico para el desarrollo del país y el bienestar de la sociedad, existía una intervención por parte del Estado, el cuál asumía la responsabilidad de organizar y planificar el sistema. La estabilidad de este marco se basaba en garantizar a las empresas eléctricas unos beneficios aceptables, a la vez que les aseguraba la recuperación de sus inversiones a largo plazo, así como en establecer de forma transparente tarifas a los consumidores en condiciones de mínimo coste.

En el caso de los generadores, se les pagaba el “Coste Estándar” reconocido, el cual variaba dependiendo del tipo de generación e incluso de la central concreta de la que se tratara. Con esto, el Estado se reservaba el derecho a fomentar más una tecnología que otra para configurar el mix de generación mediante las revisiones de estos costes.

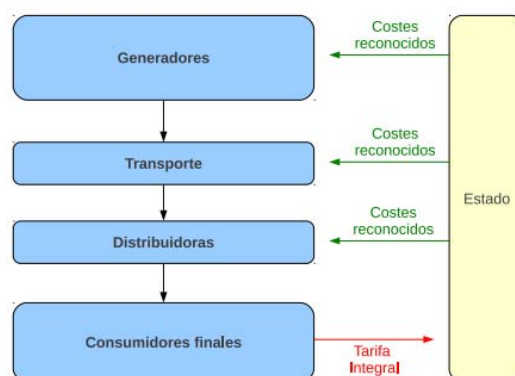


Figura 11. Estructura del mercado eléctrico con el MLE. Fuente: El Observatorio de la Energía

El principal cambio que introdujo el MLE fue la nacionalización de la red de transporte de alta tensión. Antes de este marco, la península estaba fragmentada en regiones deficientemente conectadas donde las diferentes empresas eléctricas habían creado su propia red con el fin del autoabastecimiento de la zona. Con la nacionalización se inicia una filosofía de explotación conjunta del sistema eléctrico en todo el país. Con la creación de Red Eléctrica de España, la red de transporte se convierte pues en un monopolio natural, ya que lo más eficiente es que solamente exista un tendido eléctrico destinado a este fin.

Las redes de distribución siguieron perteneciendo a las empresas eléctricas encargadas de realizar la distribución y comercialización (ya que la actividad de comercialización no había sido introducida como tal) en las regiones donde tradicionalmente venían operando. Al igual que en la actividad de producción, se reconocían anualmente los costes asociados a esta actividad para garantizar el mantenimiento de las redes de distribución.

El MLE fijaba el precio que los consumidores finales debían pagar mediante la “Tarifa Integral”. Esta tarifa se calculaba agrupando los costes totales previstos del sistema eléctrico y se dividían entre la demanda estimada para ese año. En la figura 13 se observa como el sistema eléctrico se asemejaba a una cadena cerrada en la que los consumidores finales asumían la totalidad de los costes del sistema a unos precios regulados por el Estado, precios que a su vez aseguraban a las empresas eléctricas la recuperación de las inversiones y otros costes.

Tras la liberalización del sistema eléctrico, se elimina el concepto de suministro eléctrico y se introducen los mecanismos de libre mercado anteriormente descritos. El proceso de liberalización de los mercados eléctricos se impulsa en el marco de la Unión Europea. La idea es que a partir de unos principios básicos (liberalización de precios y desregulación de actividades de generación y comercialización), cada país desarrolle su propio proceso de manera que las diferentes experiencias permitan el avance hacia mercados energéticos comunes. Este esquema comparte con el anterior Marco Legal Estable el fundamento de que el consumidor final es el que cubre los costes de todo el sistema eléctrico con el pago de sus facturas. La diferencia ahora radica en que el coste de la electricidad engloba dos componentes, que se obtienen por separado:

- i) Componente regulada: Orientada a cubrir los costes del sistema (transporte y distribución), así como sufragar otros incentivos aún competencia del Estado e informada por este, con correcciones (generalmente anuales) publicadas en el Boletín Oficial del Estado.
- ii) Componente de mercado: Obtenida por mecanismos de mercado entre productores y consumidores del mercado mayorista (comercializadoras y consumidores directos registrados) en régimen de competencia.

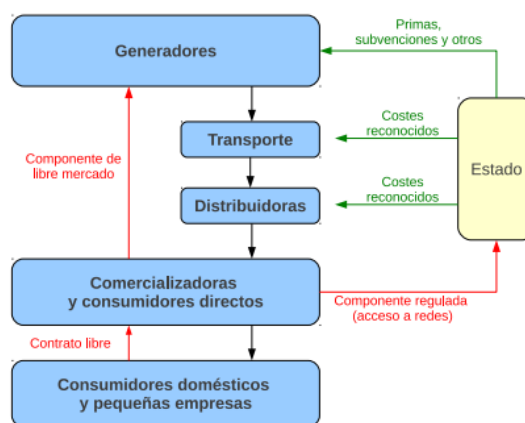


Figura 12. Estructura del sector eléctrico actual tras la liberalización del mercado. Fuente: El Observatorio Crítico de la Energía.

Desde la liberalización del mercado, paradójicamente, es la componente regulada la que menos cambio ha sufrido por parte del legislador, por lo que a continuación

se hablará de la evolución de la componente de mercado desde la liberalización del sector.

7.1.2. Tarifa de Último Recurso (TUR)

Tras la liberación, el consumidor doméstico ha dispuesto de un periodo de transición desde la tarifa regulada hacia el libre mercado. En un principio, ese plazo acababa el 1 de julio de 2009, fecha en la que las tarifas reguladas por el antiguo Marco Legal pasaban a estar obsoletas. No obstante, una gran mayoría de los consumidores no habían hecho la transición y todavía no contaban con una comercializadora de libre mercado. Para esta gran mayoría, se creó una nueva tarifa conocida como Tarifa de Último Recurso (TUR), por lo que todo aquel que no hubiese formalizado un contrato de mercado libre pasaría automáticamente a dicho producto. Para ello, las antiguas distribuidoras que se encargaban del suministro de dichos consumidores se ven obligadas a crear una parte comercial del negocio, versión comercial que recibe el nombre de Comercializadora de Último Recurso. Estas comercializadoras tienen la obligación de vender la electricidad al precio estipulado por la TUR. Esta vez, el legislador no marca una fecha de caducidad para el suministro de último recurso, sino que espera que la libre competencia lleve al mercado a la desaparición de esta tarifa, obligando así a las comercializadoras a hacer ofertas más atractivas para el consumidor final.

El precio correspondiente a esta tarifa se fijaba mediante subastas trimestrales, denominadas “subastas CESUR”, las cuales no guardaban relación alguna con los mercados eléctricos. Las subastas CESUR, se encuentran reguladas en la Orden ITC/1601/2010, la cual reglamenta las subastas CESUR a las que se refiere la Orden ITC/1659/2009, con el fin de determinar el coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso. En estas subastas, las entidades financieras acudían a pujar con un precio, denominado precio CESUR. Las ganadoras de esta subasta contraían la obligación de pagar a los generadores el precio resultante del mercado de producción (se hablará de la componente de mercado más adelante), y a cambio cobrarían a las Comercializadoras de Último Recurso el precio alcanzado en la subasta. De esta manera, solamente conseguirían ganancias si este precio obtenido tras la puja a la baja en la subasta era mayor que el precio instrumental del mercado spot. Como cabe deducir, de no asumir un mínimo de riesgo, estas entidades no podrían formar parte de la venta de energía, pero por el contrario, de bajar su puja en demasía,

correrían el riesgo de entrar en pérdidas. El precio por kilovatio hora de la tarifa TUR que las Comercializadoras de Último Recurso debían cobrar a los consumidores salía de sumarle al resultado final de la subasta CESUR la componente regulada más un estipulado margen de beneficios.

Los problemas con esta tarifa surgen con las sospechas de la CNE (Comisión Nacional de Energía) de manipulación en los precios alcanzados en los mercados mayoristas, sospechas por las cuales se llegaron a abrir investigaciones debido a las repentinas subidas que sufría el precio de casación en el mercado mayorista en los días previos a las subastas CESUR. Estas sospechas llegaron a su momento cumbre en la subasta CESUR celebrada el 19 de diciembre de 2013, cuyo resultado fue suspendido por determinarse que se había llevado a cabo bajo “circunstancias atípicas, que impidieron que la puja se desarrollara en un entorno de suficiente presión competitiva”. El informe de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia resume estas circunstancias en su informe de la siguiente manera:

“El resultado final es que de haberse dado por buena la subasta, los diferenciales de precios que se hubieran obtenido entre la 25 subasta y OMIE, esto es 35,74 euros megavatios hora (/MWh) de diferencia para el producto base (61,83 /MWh el precio base en CESUR, un 137% superior a los 26,09 /MWh registrados en el ‘spot’) y 34 /MWh para el producto punta (67,99 /MWh el precio punta en CESUR, un 100% superior a los 33,99 /MWh registrados en la horas punta en el mercado diario), constituyen “valores anómalos” en las primas de riesgo ex post de los mercados a plazo.”

Informe de CNMC sobre 25ª Subasta CESUR

Tras la suspensión de las subastas CESUR, por medio del Real Decreto-ley 17/2013, se determina que el coste de la producción de energía eléctrica que cobrarán los comercializadores de referencia se calculará basándose la componente de mercado en el precio horario de los mercados mayoristas. De esta manera, el precio final para el pequeño consumido queda directamente ligado a la casación del mercado spot. La facturación pasa a efectuarse por la comercializadora de referencia correspondiente basándose en lecturas reales y considerando los perfiles de consumo, introduciendo el concepto de telegestión, salvo aquellos suministros que no cuenten con esta tecnología.

Más adelante en este texto se explicará el concepto de telegestión. Con este nuevo cambio, se establece en el Real Decreto 216/2014, la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor (PVPC) de energía eléctrica. Este es el actual modelo vigente que rige el mercado eléctrico, y cuya metodología de cálculo es uno de los focos importantes de este texto. Antes de proceder a explicar esta metodología para el cálculo del PVPC, conviene explicar cómo se obtiene esta componente de mercado y explicar las diferencias entre las diferentes alternativas existentes en el mercado para el pequeño consumidor.

7.2. Análisis de la componente de mercado

A continuación se explicarán los mecanismos por los que productores y comercializadores acuerdan el precio y las cantidades de energía a intercambiar, generando así la componente de mercado del precio de la electricidad.

Los mercados consisten en una serie de procedimientos para el intercambio de información bajo el principio fundamental de que aquellos productores dispuestos a generar al menor precio abastezcan a aquellos consumidores dispuestos a pagarlo, bajo la principal restricción de un sistema eléctrico antes mencionada: la electricidad no es almacenable, por tanto la generación y el consumo deben estar ajustados en todo instante. Así, aquellos productores que, empleando una determinada tecnología generan a menor coste son los que obtienen más cuota de mercado, lo que serviría a los inversores a la hora de decidir sobre futuras centrales de generación eléctrica. De esta manera, el parque eléctrico tendería, de manera natural, a una configuración de mínimo coste.

7.2.1. Participantes y tipos de mercados

Los agentes que participan en los mercados mayoristas (denominación que reciben por el volumen de energía gestionada en ellos) son conocidos como “Unidades de Mercado”, y se distingue entre productores y consumidores cualificados.

Una unidad de producción hace referencia a una unidad física, como puede ser una turbina de gas, de manera que una central de ciclo combinado con una turbina de gas y una turbina de vapor acude a los mercados como 2 unidades de mercado independientes a la hora de realizar ofertas.

Un consumidor cualificado que acude a un mercado mayorista a adquirir energía es un comercializador o un gran consumidor directo (una industria de porcelana sería un ejemplo de este tipo de consumidor). Las comercializadoras posteriormente revenden esta electricidad adquirida, obteniendo su beneficio por ejercer de intermediarios. De esta manera, se genera un mercado minorista en el que los consumidores finales tienen en teoría la posibilidad de elegir aquella comercializadora que les ofrece la oferta más ventajosa, lo que proporciona, mediante mecanismos de competencia, mayores cuotas de mercado a aquellas comercializadoras que más ajusten su margen de beneficios. A continuación se explicará el funcionamiento del mercado mayorista, ya que su resultado tiene directa relación con el precio del mercado minorista, objeto final de este documento.

Existen varios mecanismos por los que generadores y comercializadores pueden acordar un determinado precio por una determinada cantidad de energía:

- i) Mercados no organizados: Se trata de contratos bilaterales (estables en precios y cantidades) que acuerdan un productor y un consumidor para un periodo de tiempo.
- ii) Mercado Ibérico de la Energía (MIBEL): acuden agentes de mercado tanto españoles como portugueses. El MIBEL se comprende a su vez de:
 - a. Mercado a plazos o de futuros, organizado por el polo portugués (OMIP), donde se subastan contratos estables a largo plazo.
 - b. Mercados de producción diarios e intradiarios: También conocidos como “mercado spot”. Organizados por el polo español (OMEL), son mercados horarios donde se disponen precios y cantidades para todas las horas del día.
- iii) Otra serie de mercados que gestiona REE orientados a organizar los ajuste de última hora para asegurar el mencionado equilibrio instantáneo entre producción y consumo.

A efectos de este documento, nos centraremos en el mercado spot, ya que es el que al final determina la componente de mercado para el pequeño consumidor. Como se ha descrito, esta componente estará formada por los resultados del mercado diario y de los mercados intradiarios.

7.2.2. Mercado diario

La función del mercado diario es la de fijar el precio y las cantidades de energía que los generadores van a difundir a la red de electricidad y el consumidor final va a demandar durante una hora en concreto. El método usado para definir estas cantidades es la subasta. Esta subasta se realiza todos los días, de manera que alrededor de las 2PM del día D-1 se determina un precio de la energía eléctrica (el cuál será el mismo para todos los participantes de la subasta) para cada una de las horas del día D. Se determina también qué generador va a producir y cuánta electricidad tendrá que producir para cada una de esas horas.

Este casamiento puede resultar costoso de entender para lectores poco familiarizados con el mercado, así que a continuación se va a compartir un ejemplo a modo didáctico para entender cómo funciona el casamiento de energía en el mercado diario.

Pongamos por ejemplo que se está realizando la subasta para el día 24 de septiembre de 2015, al cual se nombrará como día D. Se considera para este ejemplo el caso de una central de ciclo combinado. Como unidad de generación, la central debe realizar antes de las 10h del día D-1 las 24 ofertas correspondientes para cada hora del día siguiente. La oferta total horaria consiste de una curva que relaciona tramos de potencia con el precio al que está dispuesta a generar durante dicha hora.

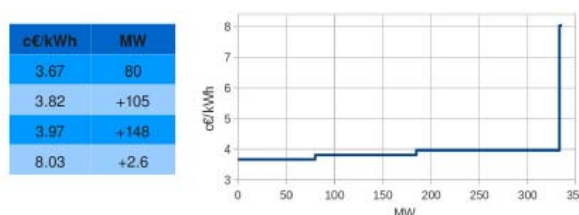


Figura 13. Oferta de venta de una central eléctrica. Fuente: El Observatorio Crítico

Interpretación de la oferta: este generador, para la hora y el día sugerido, estaría dispuesto a generar a un nivel de potencia de 80MW cobrando 3,67 c€/kWh; a un nivel de 185MW (+105MW) cobrando 3,82 c€/kWh; y así hasta un nivel de 335,6 MW si el precio alcanza los 8,03 c€/kWh. Como vemos, esta gráfica siempre será creciente en precio, ya que se hablan de incrementos de potencia de un tramo a otro.

De esta misma manera, los consumidores (las comercializadoras y consumidores finales aceptados) lanzan ofertas de compra en segmentos decreciente de precio, con la

cantidad de energía que están dispuestos a pagar al precio más altos, y con incrementos de energía por tramos en caso de resultar más barato el precio de dicha energía.

A las 10h del día D-1, el operador del mercado ya habrá recibido las ofertas de oferta y demanda de electricidad, y procede a crear, por hora, una curva agregada de oferta y demanda ordenando por tramos de menos a más todas las ofertas de producción, y de manera inversa, las ofertas de adquisición de electricidad.

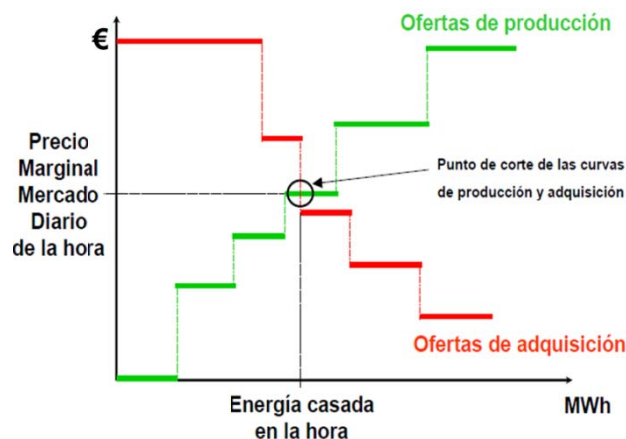


Figura 14. Curva oferta y demanda agregada. Fuente: Everis

En principio, la figura 16 indica el volumen de electricidad resultante, al igual que el precio de casación. Los segmentos de las curvas que “han casado” (aquellos a la izquierda de la casación) ordenan a cada unidad el nivel de potencia al que se han comprometido a generar o consumir para tal hora.

No obstante, las curvas a veces sufren modificaciones por 2 motivos:

- i) Se ve superada la capacidad de interconexión entre España y Portugal, por lo que se genera el denominado “market splitting”, y los mercados de cada país se resuelven de manera individual. A efectos finales, esto suele indicar un desplazamiento a la derecha en la curva de demanda.
- ii) Cada oferta formalizada por los productores van a menudo condicionadas. Estas circunstancias le dan al generador la posibilidad de condicionar sus ofertas sobre varias horas a la vez. Un ejemplo común de esto es la restricción por gradiente de carga, la cual permite a un determinada central el hecho de no casar tramos de ofertas que signifiquen gradientes en la potencia generada superiores a una cifra dada, a causa de limitaciones

técnicas. A efectos prácticos, esto hace que la curva de ofertase contraiga, desplazándose hacia la izquierda.

Tras estos reajustes, se obtiene el precio final para cada hora, indicándose cuanto debe producir cada generador, consumo del comprador y precio de la transacción.

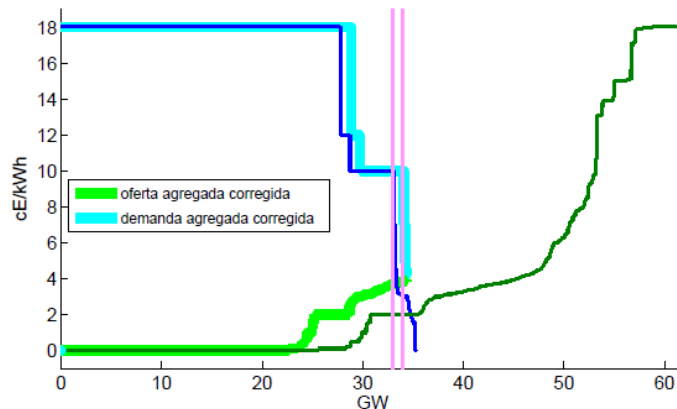


Figura 15. Curvas agregadas de oferta y demanda original y corregida por Market Splitting (2 de junio de 2009, hora H15). Fuente: El Observatorio Crítico

Estos son mercados marginalistas, es decir, toda la oferta y demanda se paga o se cobra a precio marginal. El precio de las ofertas de adquisición que han de ser casadas obligatoriamente se denomina “precio marginal”

Si se estudia la curva de oferta, se puede observar que las diferentes tecnologías ofertan a costes similares, sectorizando la curva de demanda, como se observa en la figura 18.

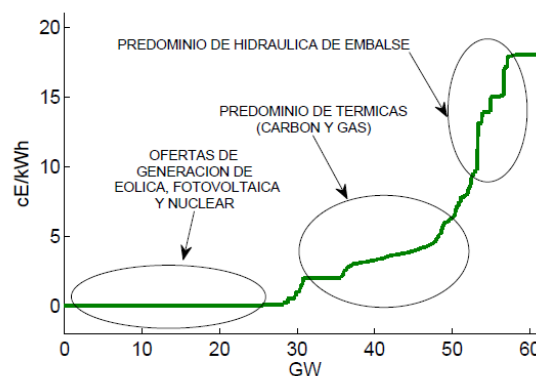


Figura 16. Posición típica de las tecnologías generadoras. Fuente: El Observatorio Crítico

El motivo para esta estratificación por sectores es que cada tecnología tiene su propio coste de oportunidad, lo cual condiciona en función de las circunstancias, la rentabilidad de producir o no producir. Esta expectativa sobre sus posibilidades futuras condiciona el precio actual por debajo del cual no están dispuestas a generar.

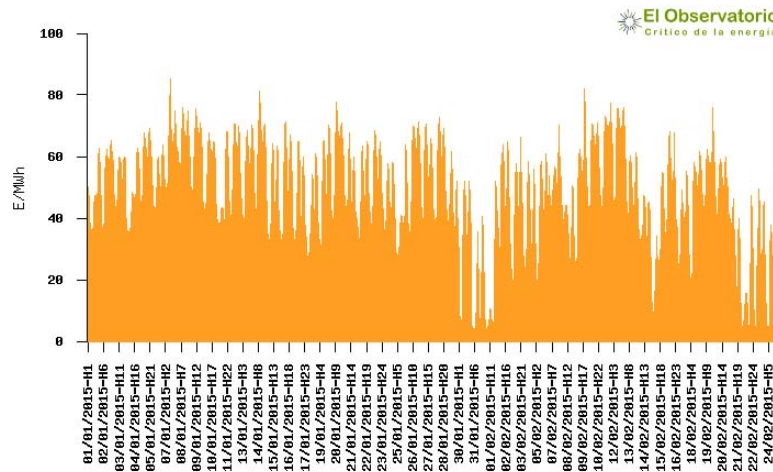


Figura 17. Evolución del precio del mercado diario en los meses de enero y febrero del año 2015. Fuente: El Observatorio Crítico.

Como se puede observar en la figura 19, la evolución del precio del mercado es muy volátil. Esto depende de muchos factores, tales como las condiciones meteorológicas, el precio de los combustibles, etcétera. Pero cabe comentar que se puede dar el caso en el que el precio instrumental o de casación llegue a ser 0 €/MWh, es decir, la electricidad en el mercado diario puede llegar a ser gratis.

7.2.3. Mercados intradiarios

Los mercados intradiarios (también denominados mercados de ajuste”) sirven para realizar ajustes sobre los compromisos de generación/consumo una vez conocidos los resultados del mercado diario. Existen 6 mercados diarios, que desde un punto de vista económico son diferentes e independientes, en el que se alcanzan nuevos precios instrumentales diferentes.

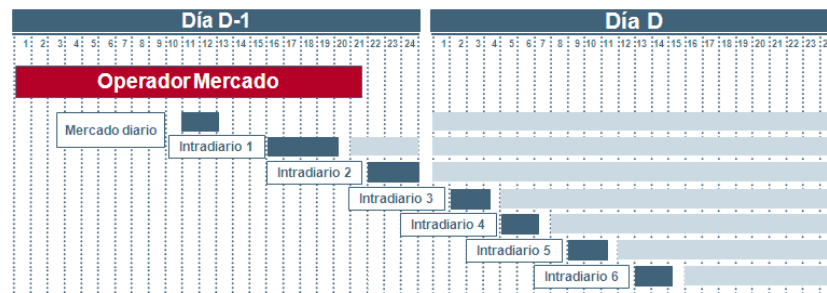


Figura 18. Tramos horarios de los mercados diario e intradiarios. Fuente: Everis

Las principales razones por las que se realizan estos ajustes son:

- i) Centrales que han colocado solamente parte de la energía que pueden producir y que quieren ofrecer parte de la energía ofertada no casada a un precio diferente una vez conocido el precio alcanzado en el mercado diario.
- ii) Cambios en el comportamiento de recursos no gestionables, como puede ser la previsión atmosférica, que afecta a las tecnologías solares, hidráulicas, eólicas...
- iii) Indisponibilidad debido a problemas técnicos no previstos.

Existe también otro tipo de mercados, llamados mercados de operación, los cuales se gestionan por parte de Red Eléctrica y cuya misión es la de mantener el equilibrio instantáneo entre generación y consumo. Por no afectar estos al precio final en el ámbito del pequeño consumidor, no se entrará en mayor detalle.

8. Comercialización para el pequeño consumidor

Tras la desaparición de la tarifa TUR como alternativa comercial, aparece la necesidad de la creación de una nueva tarifa para todos aquellos consumidores que todavía no han hecho la transición a comercializadoras de mercado libre. Es por ello que, como se ha introducido en el apartado anterior, se desarrolla una nueva metodología de cálculo para el Precio Voluntario del Pequeño Consumidor. El pequeño consumidor, como ha sido descrito, es aquel cuya potencia contratada no supera los 10kW, y que por lo tanto es constituido por los usuarios domésticos y Pymes. Es por esto que el alcance de estos cambios legislativos afecta a un gran número de suministros eléctricos.

La factura eléctrica para el pequeño consumidor puede ser desglosada en 2 conceptos fundamentales:

- i) Término de potencia: Está formado por el término de potencia del peaje de acceso de terceros a la red más el margen de comercialización. Su precio se da en €/kW. El margen de comercialización será fijado por orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos. Por tanto, como se había hecho en el pasado, el término de potencia de la factura es un precio totalmente regulado.
- ii) Término de energía (activa): Este término es la cantidad variable de la factura, y depende del consumo del cliente final, el cual es recogido por la distribuidora mediante el contador. Cubre los costes de producción de electricidad, los peajes de acceso a la red y los costes de comercialización.

Sobre estos conceptos, se suman (o restan) otros conceptos de menor magnitud, como son el impuesto de electricidad, el alquiler de equipos de medida y control y el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA). Existen ayudas por parte del gobierno para determinados tipos de clientes, denominados “bonos sociales”, mediante los cuales se aplican descuentos sobre los términos de potencia y energía por encontrarse el consumidor en circunstancias especiales. Estos bonos son definidos por el Estado.

8.1. Discriminación horaria

En los últimos años, se ha introducido el concepto de la discriminación horaria. La discriminación horaria es una modalidad de tarifa que se ofrece en el mercado eléctrico en la cual se paga menos por la energía consumida a ciertas horas del día. Es importante señalar que esta discriminación solo afecta al término de energía de la tarifa eléctrica, no teniendo repercusión alguna en la potencia. De ser el perfil de consumo el adecuado, se puede llegar a obtener un notorio ahorro en la factura eléctrica por el hecho de que el precio del kWh es más barato en las horas nocturnas. En la actualidad, en el ámbito del pequeño consumidor, existen 2 tipos de discriminación horaria, dando lugar a 3 tipos de tarifa:

- i) 2.0A. Tarifa sin discriminación horaria: En esta tarifa no se observan distinciones en los conceptos que componen el término de energía de la tarifa en función de la hora de consumo. Su perfil es más o menos uniforme.
- ii) 2.0DHA. Tarifa con discriminación horaria de 2 periodos: Esta tarifa divide el día en 2 periodos de consumo, los cuales son función de la estación del año para ajustarse al cambio oficial de hora.
 - a. Horario de discriminación horaria en invierno
 1. Periodo valle 22:00h-12:00h
 2. Periodo punta 12:00h-22:00h
 - b. Horario de discriminación horaria en verano:
 1. Periodo valle 23:00h-13:00h
 2. Periodo punta 13:00h-23:00h

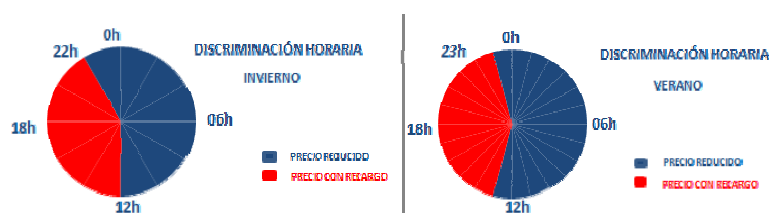


Figura 19. Horas de discriminación horaria para la tarifa 2.0DHA. Fuente: Tarifasgasluz

- iii) 2.0DHS: Tarifa con discriminación horaria de 3 periodos: Esta modalidad se compone de 3 franjas horarias: punta, valle y supervalle. Durante la

franja supervalle, la electricidad alcanza su valor mínimo, aunque durante la hora punta no es tan barata como la DHA. . Esta tarifa está destinada generalmente a usuarios de gran consumo y que lo concentran en las horas más inusuales. Está pensada principalmente para la recarga de coche eléctricos. Este tipo de tarifa nocturna no diferencia entre invierno y verano, lo que implica que siempre se dispone del mismo horario.

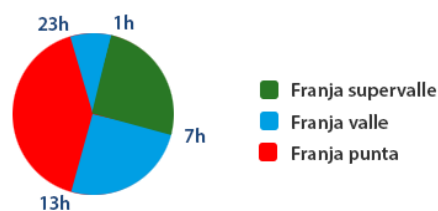


Figura 20. Horas de discriminación horaria para la tarifa 2.0DHS. Fuente: Tarifasgasluz

8.2. Telemedida y telegestión

La orden ministerial IET/290/2012, en la que se revisan las tarifas eléctricas en lo relativo al plan de sustitución de contadores, estipula lo siguiente:

“La disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, establece que todos los contadores de medida en suministros de energía eléctrica con una potencia contratada de hasta 15 kW deberán ser sustituidos por nuevos equipos que permitan la discriminación horaria y la telegestión antes del 31 de diciembre de 2018. Este cambio se realizará de acuerdo a los hitos del plan de sustitución que se determinan.”

Orden ITC/290/2012

Por lo que se establece que para el año 2019, todos los suministros del sistema eléctrico pertenecientes al ámbito del pequeño consumidor deberán contar con equipos de telemedida y telegestión integrados.

Estos equipos persiguen la optimización de la eficiencia del sistema, permitiendo la correcta aplicación de la discriminación horaria y la telemedida y telegestión, que es

la capacidad de lectura de contadores y el tratamiento de la información que estos obtienen de forma remota.

Esta medida, no obstante, ha desatado cierta crítica entre la sociedad, ya que el hecho de que las compañías distribuidoras puedan recopilar el consumo horario de todo el conjunto de los consumidores y a base de eso poder desarrollar modelos matemáticos que les ahorren costes y les redunden en un mayor beneficio no es, al parecer, del gusto de todos.

8.3. Alternativas comerciales para el pequeño consumidor

En este texto se ha hecho un repaso de la evolución histórica que ha tenido la factura eléctrica, en especial el término de energía, la cadena de valor de la electricidad y los diferentes agentes que actúan en los distintos ámbitos del sector, con el objetivo de poder entender mejor las razones que han llevado a la actual situación de éste, y para facilitar el estudio de las distintas posibilidades que en la actualidad existen para el consumidor doméstico. A continuación, se van a establecer las diferentes alternativas comerciales que constan hoy en día para el pequeño consumidor en el mercado eléctrico español.

8.3.1. Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor

En esta modalidad, la facturación de la energía eléctrica será efectuada por el comercializador de referencia que corresponda con base a lecturas reales y considerando *perfiles de consumo*, estipulados por REE, salvo para aquellos suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión, en los que la facturación se realizará considerando los valores horarios de consumo. La razón básica para este cambio de modelo que defiende el Estado es que el aseguramiento de un precio estable durante un periodo, como ocurría con las subastas CESUR, implicaba un coste, que estaba implícito en el coste de la energía resultante de la subasta. El gobierno defiende que el nuevo mecanismo propuesto supone un ahorro para los consumidores, ya que no tienen que hacer frente al pago del coste de aseguramiento en el precio de un producto negociado en un mercado de futuros, lo cual permite lograr una mayor transparencia en la fijación del precio. El cálculo de esta tarifa, objetivo de estudio fundamental de este proyecto, será desglosado a continuación.

8.3.2. Mercado libre

En esta alternativa, el cliente y la comercializadora de libre mercado alcanzan un acuerdo bilateral en el que se pacta el precio del término de potencia y de energía, con la posibilidad de elegir entre tarifas con y sin discriminación horaria. De esta manera, el cliente puede estudiar la alternativa más conveniente para él. A diferencia de las otras opciones, estas ofertas incluyen en la mayoría de los casos cláusulas especiales o servicios adicionales que deben tenerse en cuenta a la hora de valorar las ofertas con un criterio homogéneo.

8.3.3. Precio fijo

Esta modalidad de contratación es introducida en el Real Decreto 216/2014. Implica que el precio que se aplique al consumo de energía sea el mismo durante todo el año, pudiendo contratar un precio fijo durante 12 meses por la energía eléctrica. Todas las comercializadoras de referencia están obligadas a ofertarlo como alternativa al PVPC. Dicho precio es libremente fijado por cada empresa comercializadora, que deberá reportarlo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para cada año para su aprobación. De esta forma, se oferta un precio más estable para el consumidor, aunque con un mayor coste debido al aseguramiento del precio. Esta es la alternativa más cara para el consumidor.

9. Base teórica del PVPC

En base a lo expuesto en el artículo 17 de la Ley 24/2013, del 26 de diciembre, una vez desaparecida la subasta CESUR y expuesta una nueva metodología para el cálculo del coste de producción, se define el Precio Voluntario al Pequeño Consumidor como los precios máximos que podrán cobrar las Comercializadoras de Referencia a aquellos consumidores que satisfacen los requerimientos para que se les aplique este tipo de tarifa. Como se ha explicado con anterioridad, las Tarifas de Último Recurso (TUR) no desaparecen. No obstante, solo serán de aplicación para aquellos consumidores que se encuentren en condiciones de vulnerabilidad o que transitoriamente no disponen de un contrato de suministro en vigor con una comercializadora de libre mercado.

Esta nueva tarifa tiene la singularidad de que, al estar relacionada la componente de mercado directamente con los resultados obtenidos en los mercados mayoristas, el precio del kilovatio hora dependerá del momento de su consumo. Por esto, es preciso renovar la manera en la que se obtienen los consumos, para que estos se puedan contabilizar de una manera acorde y así poder calcular el coste para el consumidor final. Esto hace que el sistema eléctrico tienda hacia la telegestión, concepto que será explicado más adelante. Pero antes, se entrará en detalle en esta nueva metodología de cálculo vigente para el PVPC.

9.1. Desglose de la componente de potencia del PVPC (TPU)

El término de potencia del precio voluntario para el pequeño consumidor expresado en €/kW y año, será la suma del término de potencia del peaje de acceso (TPU) más el margen de comercialización (MCF).

$$TPU = TPA + MCF$$

9.2. Desglose de la componente de energía del PVPC (FEU)

El artículo 6.2 de la ley del Sector Eléctrico resume el valor del término de energía de la factura eléctrica en 2 componentes, que luego serán desglosadas en varias subcomponentes. A saber:

- i) Los peajes de acceso y cargos que correspondan, los cuales sufragar los costes de REE y las distribuidoras.
- ii) El coste de producción de la energía eléctrica, que se determinará con base en el precio horario del mercado diario y de la primera sesión del

mercado intradiario, los costes de los servicios de ajuste y otros costes asociados al suministro. Este concepto sirve para pagar a los productores de electricidad.

$$FEU = TEUp + TCUh$$

Los subíndices p y h definen si el término del que hablamos se trata de un concepto de periodo tarifario o por el contrario se trata de un término horario

9.2.1. Peaje de acceso del periodo tarifario (TEUp)

Estos precios quedan definidos por el legislador, el cual a través del Boletín Oficial del Estado se encarga anualmente de establecer las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica para usuarios de baja tensión.

El valor de estos se ve afectado por el tipo de tarifa aplicable, teniendo en cuenta la discriminación horaria. Para que el lector se pueda hacer una idea de la magnitud de estos peajes y su peso dentro del precio del término de energía, en la actualidad, los peajes de acceso es la siguiente, estipulados en la Orden ministerial IET/107/2014:

2.0 A: 0,044027 €/kWh

2.0 DHA (periodo 1): 0,062012 €/kWh

2.0 DHA (periodo 2): 0,002215 €/kWh

2.0 DHS (periodo 1): 0,062012 €/kWh

2.0 DHS (periodo 2): 0,002879 €/kWh

2.0 DHS (periodo 3): 0,000886 €/kWh

9.2.2. Precio del término de coste de energía (TCUh)

Este es el término variable de la componente energética, la que incluye el precio del mercado mayorista y otros costes relacionados con el suministro energético. En el siguiente apartado se entrará más en detalle sobre su metodología de cálculo, por el momento se limitará a establecer que depende de los siguientes conceptos:

9.2.2.1. Coeficiente de pérdidas del peaje de acceso (PERDh)

Este coeficiente de corrección se refiere a las pérdidas totales que se le atribuyen a la red. Este valor no es constante, ya que dependerá de la demanda en cada momento. Por ello, con una antelación de al menos dos días respecto al día de suministro, el operador del sistema deberá calcular y publicar el coeficiente de pérdidas de aplicación al suministro en la hora h, el cual es diferente para cada tarifa aplicable del PVPC,

dependiendo de su franja horaria de aplicación. Esto es, para las 07h, por ejemplo, se tendrá un coeficiente de pérdidas diferente para la tarifa 2.0A, 2.0DHA y 2.0DHS. No obstante, al tratarse estos de coeficiente previstos, el operador del sistema deberá informar de manera anual la valoración de las diferencias entre los coeficientes de perdidas previstos y los coeficientes de liquidación horarios reales, para poder proceder a su ajuste.

9.2.2.2. Coste de producción (CPh)

Consta de los siguientes conceptos:

- a. Pmh: Precio medio horario obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario (€/kWh), es decir, la componente de mercado alrededor de la cual se cobran los demás conceptos. La fórmula para la obtención de este concepto es:

$$P_{mh} = \frac{PMDh \cdot EMDh + \sum_n (PMIh,n \cdot EMIh,n)}{EMDh + \sum_n EMIh,n}$$

Donde:

PMDh:	Precio marginal del mercado diario para la hora h
EMDh:	Energía casada en el mercado diario para la hora h
PMIh,n:	Precio marginal en la hora h de la sesión n del mercado intradiario. . Como se ha explicado en el apartado referente a los mercados, esta componente depende del precio instrumental alcanzado en el mercado diario tras aplicar las restricciones, y únicamente la primera sesión del mercado intradiario, ya que esta ley obliga a que el PVPC sea publicado a las 20:15h del día anterior al suministro
EMIh,n:	Energía casada en la hora h de la sesión n del mercado intradiario

- b. Sah: Valor del coste correspondiente a los servicios de ajuste del sistema en la hora h. Este término, en sí, está formado por otros 2 conceptos:
- i. PMASh: Precio horario de todos los servicios de ajuste del sistema cuyo coste se asigna a la demanda. El precio horario

PMASh será el correspondiente a la estimación realizada por el operador del sistema de acuerdo a lo previsto y publicado el día anterior al del suministro, para cada una de las 24 horas del día siguiente.

- ii. CDSVh: Coste de los desvíos horarios por energía consumida de los comercializadores de referencia correspondiente a la estimación realizada por el operador del sistema de acuerdo a lo previsto en este real decreto y publicado el día anterior al del suministro, para cada una de las 24 horas del día siguiente.

c. OCh: Otros costes asociados. Formado por 3 conceptos:

- i. CCOMh: cuantía relativa al pago de los comercializadores para la financiación de la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español (OMIE).
- ii. CCOSh: cuantía relativa al pago de los comercializadores para la financiación de la retribución del Operador del Sistema (REE)
- iii. CAPH: Pago de los mecanismos de capacidad de generación correspondiente al consumo en la hora h
- iv. INTh: cuantía horaria relativa al pago de los comercializadores de referencia para la financiación del servicio de interrumpibilidad. Este concepto se aplica para aquellos consumidores que voluntariamente se ofrecen a un posible corte del suministro a cambio de un descuento por este hecho. En el ámbito doméstico, nunca se utiliza este concepto.

9.3. Metodología de cálculo del término de energía activa (FEU)

El Real Decreto 216/2014 establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica. Como se ha comentado previamente en este texto, la forma de facturación variará dependiendo de la manera en la que se produzca la lectura del consumo. Por lo tanto, aunque similares, tendremos una metodología de cálculo para aquellos suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión efectivamente integrados, y otro para aquellos que todavía cuenten con equipos tradicionales. Más adelante se entrará en el detalle de cómo son este tipo de aparatos y de las tendencias futuras de la telegestión.

9.3.1. Diferencia del cálculo para suministros telemedidos y no telemedidos

9.3.1.1. Suministro telemedido

En el caso de suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión, este término se obtendrá con la siguiente fórmula:

$$FEU = \sum_{p \in \text{periodo de facturación}} \left[(E_p \cdot TEU_p) + \sum_{h \in p} (E_{ph} \cdot TCU_h) \right]$$

Donde:

Ep: Energía consumida en el periodo tarifario p, expresada en kWh

Eph: Energía consumida en la hora h del período tarifario p, expresada en kWh

TEUp: Precio del término de energía del peaje de acceso a la red para el pequeño consumidor del periodo tarifario p, expresado en €/kWh

TCUh: Precio del término de coste horario de energía en cada hora h

9.3.1.2. Suministro no telemedido

En el caso de suministros que no cuenten con equipos de telegestión, la fórmula a aplicar será la siguiente:

$$FEU = \sum_{p \in \text{periodo de facturación}} E_p \cdot \left[TEU_p + \frac{\sum_{h \in p} (TCU_h \cdot ch)}{\sum_{h \in p} ch} \right]$$

Donde:

Ep: Energía consumida en el periodo tarifario p, expresada en kWh

TEUp: Precio del término de energía del peaje de acceso a la red para el pequeño consumidor del periodo tarifario p, expresado en €/kWh

TCUh: Precio del término de coste horario de energía en cada hora h

ch: coeficiente horario del perfil de consumo ajustado de la hora h, facilitado por el operador del sistema.

La siguiente figura esquematiza la forma de cálculo de cada concepto, de manera que sea más fácil para el lector seguir el desglose del cálculo.

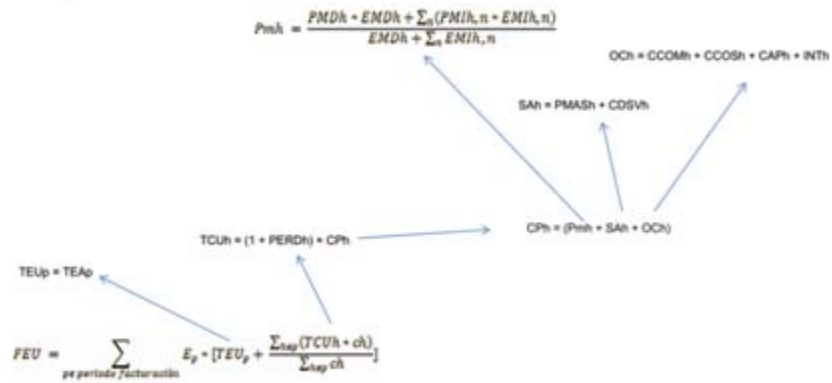


Figura 21. Desglose de cálculo de los términos del PVPC. Fuente: CNOMYS

Utilizando la opción 1 de la herramienta informática aportada junto con este documento, se puede observar el detalle de cada concepto, su cuantía, y su fuente de obtención.

10. Aplicación informática

La necesidad del desarrollo de esta aplicación informática radica en que, a diferencia de las varias que existen en internet, las cuales calculan el coste del término de energía mediante el perfilado del consumo,

$$FEU = \sum_{p \in \text{periodo de facturación}} E_p \cdot \left[TEU_p + \frac{\sum_{h \in p} (TCU_h \cdot ch)}{\sum_{h \in p} ch} \right]$$

esta aplicación integra, mediante datos de clientes reales, el consumo horario de diferentes clientes para calcular el coste para suministros telemedidos

$$FEU = \sum_{p \in \text{periodo de facturación}} \left[(E_p \cdot TEU_p) + \sum_{h \in p} (E_{ph} \cdot TCU_h) \right]$$

Como objetivo principal de este proyecto, se pretende el estudio comparativo de las distintas alternativas comerciales para el pequeño consumidor. Esta tarea se complica si tenemos en cuenta el hecho de que una de las tarifas tiene un precio único para cada hora del año, a lo que se añade el hecho de que con herramientas como la telegestión, el cálculo se vuelve más preciso para el consumidor pero más tedioso de obtener. Para ello, se ha desarrollado, de manera individual y propia, una herramienta informática, utilizando el programa Excel y el lenguaje de programación VBA (Visual Basic for Applications). La elección de este programa se ha basado en el factor de que ofrece tanto capa visual como lógica, lo que facilita la labor del programador. Esta herramienta servirá para calcular el PVPC para una fecha concreta que permitirá el estudio de la variación de esta opción para diferentes horizontes temporales, servirá para asociar el precio horario al consumo de diversos clientes, dependiendo de si el suministro de estos cuenta con aparatos de telegestión, y por último servirá para comparar el importe final de cada cliente para diversos periodos de facturación entre las todas las ofertas de las diferentes modalidades que el mercado eléctrico ofrece en el momento.

Para estudiar el impacto al corto, medio y largo plazo, la herramienta muestra resultados diarios, mensuales y anuales, en los que se pueden sacar diferentes conclusiones.

Esta herramienta consiste en el uso interactivo, mediante un menú y botones de comando, de un documento Excel que permitirá al usuario navegar entre las distintas opciones que ayudarán a decidir cuál es la opción óptima teniendo en cuenta todos los factores que afectan al precio final de la electricidad.

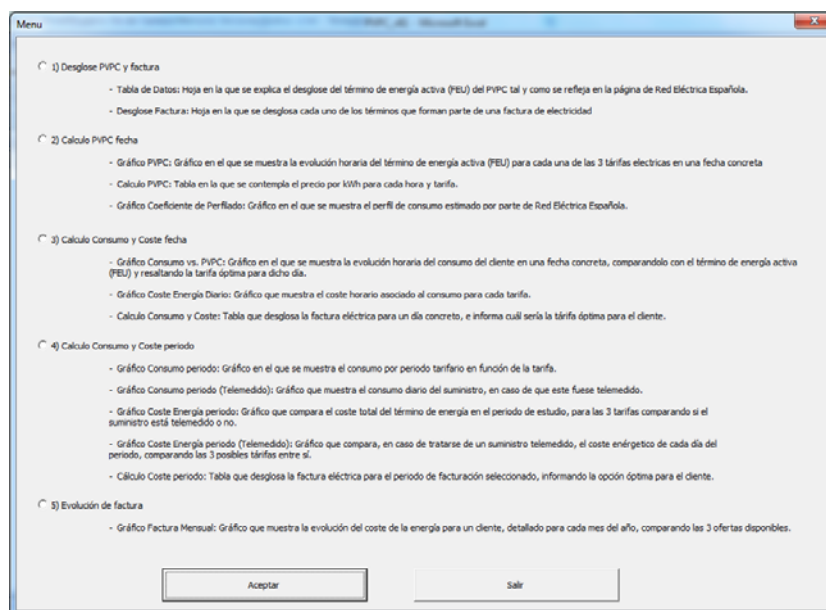


Figura 22. Menú principal de la aplicación

10.1. Opción 1: Desglose PVPC y factura

Al elegir la opción 1, se mostrarán las siguientes hojas.

10.1.1. Tabla de Datos

Esta hoja representa la plantilla de datos facilitados por Red Eléctrica Española, ordenados y resaltados de manera que resulte más intuitivo para el usuario el desglose de cada concepto que influye en el término de energía activa de la tarifa eléctrica. Se divide este en subniveles asemejando a un esquema, que ayuda a entender la obtención final del precio por kilovatio hora consumido. También se recoge el coeficiente de perfilado facilitado por REE, que permitirá el cálculo de la factura final para aquellos clientes que no cuentan con dispositivos de telegestión instalados en el punto de suministro eléctrico.

Detalle cálculo término energía PVPC. Fecha 19-09-2014												
Hora				Componentes PVPC							Perfil	
Día	Hora	Peaje	Periodo	Total OCh €/MWh bc	Total SAh €/MWh bc	Total PMh €/MWh bc	Coste producción CPh €/MWh bc	% coeficiente pérdidas PVPC PERDh	Precio producción TCU=CP x(1+PERD/100) €/MWh consumo	Peaje acceso TEU €/MWh consumo	Término energía PVPC FEU = TEU + TCU €/MWh consumo	Coficiente perfilado
19/09/2014	1	2.0.DHS	2	2,44	7,16	45,21	54,81	12,5	61,66	2,88	64,54	0,000059656188
19/09/2014	2	2.0.DHS	3	1,50	7,42	42,70	51,62	11,0	57,30	0,89	58,18	0,000491653675
19/09/2014	3	2.0.DHS	3	1,50	6,37	42,10	49,97	12,7	56,31	0,89	57,20	0,000438532328
19/09/2014	4	2.0.DHS	3	1,50	5,99	42,19	49,68	16,5	57,88	0,89	58,76	0,000267934230
19/09/2014	5	2.0.DHS	3	1,50	6,11	41,69	49,30	17,2	57,78	0,89	58,66	0,000120073716
19/09/2014	6	2.0.DHS	3	1,50	6,01	42,13	49,64	17,2	58,18	0,89	59,06	0,000055659242
19/09/2014	7	2.0.DHS	3	1,50	7,96	45,23	54,69	17,1	64,04	0,89	64,93	0,000494731118
19/09/2014	8	2.0.DHS	2	2,44	4,81	59,69	66,94	20,1	80,39	2,88	83,27	0,000055363859
19/09/2014	9	2.0.DHS	2	2,44	4,90	63,56	70,90	14,0	80,82	2,88	83,70	0,000058811361
19/09/2014	10	2.0.DHS	2	2,44	4,65	65,37	72,46	15,6	83,76	2,88	86,64	0,000052068187
19/09/2014	11	2.0.DHS	2	2,44	4,21	66,59	73,24	16,6	85,39	2,88	88,27	0,000048863547
19/09/2014	12	2.0.DHS	2	2,44	4,05	66,04	72,53	20,0	87,03	2,88	89,91	0,000050492162
19/09/2014	13	2.0.DHS	2	2,44	4,04	66,33	72,81	19,7	87,15	2,88	90,03	0,000052771249
19/09/2014	14	2.0.DHS	1	10,24	4,31	65,41	79,96	18,6	94,84	62,01	156,85	0,000056737530
19/09/2014	15	2.0.DHS	1	10,24	4,53	62,97	77,74	16,1	90,26	62,01	152,27	0,000062612126
19/09/2014	16	2.0.DHS	1	10,24	4,53	59,94	74,71	10,7	82,71	62,01	144,72	0,000063023444
19/09/2014	17	2.0.DHS	1	10,24	4,57	59,86	74,67	11,4	83,19	62,01	145,20	0,000064172624
19/09/2014	18	2.0.DHS	1	10,24	4,61	63,89	78,74	12,2	88,35	62,01	150,36	0,000070962446
19/09/2014	19	2.0.DHS	1	10,24	5,15	64,52	79,91	13,3	90,54	62,01	152,55	0,000076144496
19/09/2014	20	2.0.DHS	1	10,24	5,53	65,17	80,94	13,6	91,95	62,01	153,96	0,000082440599
19/09/2014	21	2.0.DHS	1	10,24	7,10	68,52	85,86	17,0	100,46	62,01	162,47	0,000093165044
19/09/2014	22	2.0.DHS	1	10,24	7,14	70,33	87,71	19,7	104,99	62,01	167,01	0,000098003425
19/09/2014	23	2.0.DHS	1	10,24	5,69	66,64	82,57	11,5	92,07	62,01	154,08	0,000094591388
19/09/2014	24	2.0.DHS	2	2,44	4,33	64,03	70,80	6,1	75,12	2,88	77,99	0,000091207643

Tabla 3. Detalle desglosado del término de energía. Fuente: REE

10.1.2. Desglose Factura

En esta hoja se recogen los valores de todos los conceptos que forman parte de cada kilovatio hora que se factura, y en los casos que aplica, contiene los hipervínculos a cada documento oficial en el que se establece el valor de dicho concepto. Esto ayuda a hacerse una idea de la aportación final de cada concepto en el precio final en la factura, a saber: término de potencia, término de energía, impuesto sobre electricidad, alquiler de equipos de medida y finalmente, impuesto sobre el valor añadido.

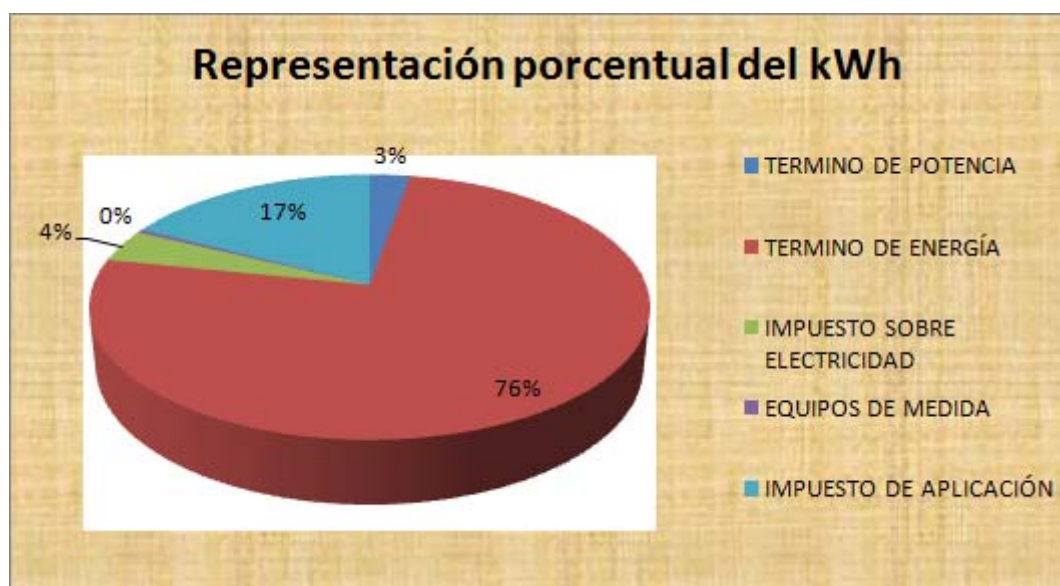


Gráfico 3. Representación porcentual de cada término de la factura

Como se puede observar en la figura 24, las tres cuartas partes del precio total del kilovatio hora consumido pertenecen al término de energía. Cabe resaltar que en este caso, el kilovatio hora pertenece a una tarifa 2.0A sin discriminación horaria. En un caso diferente, podría verse reducido el peso de este término. No obstante, continuaría siendo el principal concepto de la factura. De ahí, la importancia de este estudio a la hora de elegir la oferta que minimice el importe de este término.

Si lo desglosamos un poco más a fondo, se puede apreciar que un tercio del término de energía se destina al pago de peajes de acceso a la red, mientras que los otros dos tercios se destinan a sufragar los costes de producción de electricidad, precio que, como es intención de esta nueva legislación, es prácticamente el del mercado mayorista.

10.2. Opción 2: PVPC Diario

La opción 2 constituye toda la información relevante con respecto al PVPC a escala diaria. El diagrama de flujo para la opción 2 es el que sigue:



Figura 23. Diagrama de flujo de la opción 2

La introducción de la fecha de cálculo se hace por medio de un cuadro de dialogo en el que se le pide al usuario que introduzca la fecha de cálculo. Debido a que la legislación entró en vigor el 1 de abril de 2014, el sistema verifica que la fecha sea posterior, de lo contrario, mostrará un mensaje de aviso en el que se informa de que la fecha debe de ser posterior a la entrada en vigor. Una vez introducido, el programa accede a los ficheros existentes para recuperar los conceptos de dicho día. En caso de no existir el fichero en el disco duro local, el sistema se conectará automáticamente a la página de REE para obtenerlo y guardarlo en el formato necesario para su posterior consulta y manipulación. Una vez se han desencadenado los procesos, las pantallas navegables son las siguientes.

10.2.1. Gráfico PVPC

Este gráfico muestra la evolución del precio del término de facturación de energía activa a lo largo del día escogido para cada tarifa.

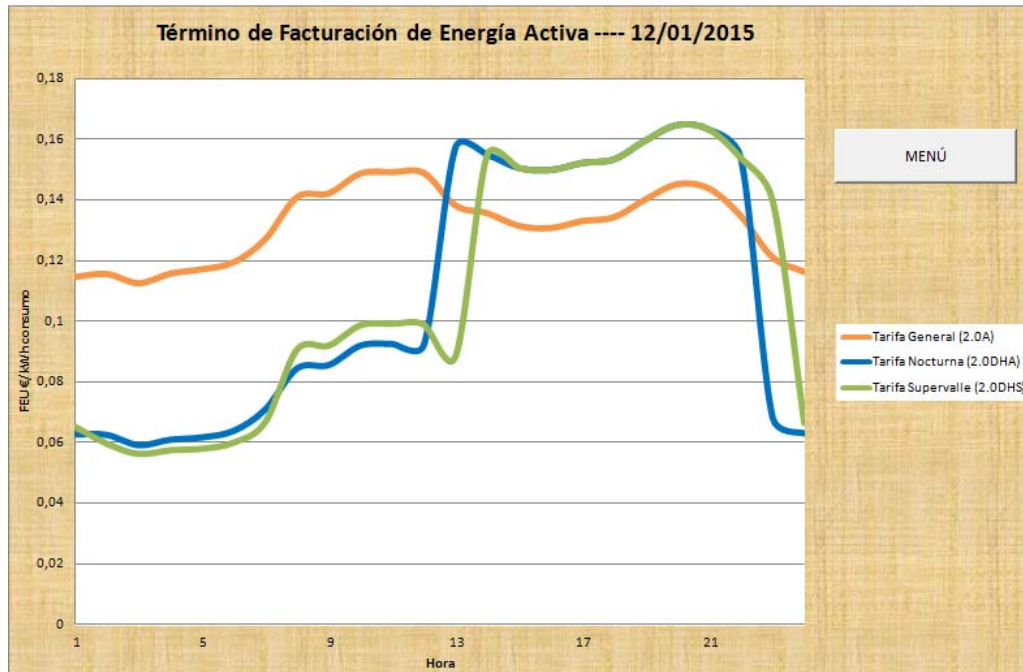


Gráfico 4. Precio del término de energía activa para una fecha determinada

Se pueden hacer numerosas observaciones de este primer gráfico.

- i) El precio de la electricidad para una tarifa sin discriminación horaria, cuyo perfil debería en principio ser uniforme, muestra picos a las horas de mayor consumo, esto es, el precio de la electricidad aumenta al inicio de la jornada y durante la mañana, a la par que repunta al final de esta misma con el inicio de la actividad doméstica, alrededor de las 20h.
- ii) Para las tarifas con discriminación horaria, se puede distinguir con claridad la diferencia entre los periodos punta y valle, llegándose en ocasiones a duplicar en el caso de la tarifa 2.0DHA, y en ocasiones hasta triplicar entre el periodo punta y supervalle en el caso de la 2.0DHS.
- iii) La gran diferencia en precio en las tarifas nocturnas no se ve penalizada en gran medida por un consumo en las horas diurnas, viéndose un incremento alrededor del 15% para estas horas mientras que el ahorro por la noche puede llegar a ser de un 50%.

- iv) Importante volatilidad en el precio dependiendo del día. Para ilustrar esta observación, se va a proceder a comparar 2 días de actividad meteorológica muy dispar, y que están separados tan solo 2 días en el tiempo, para poder apreciar bien esta volatilidad.

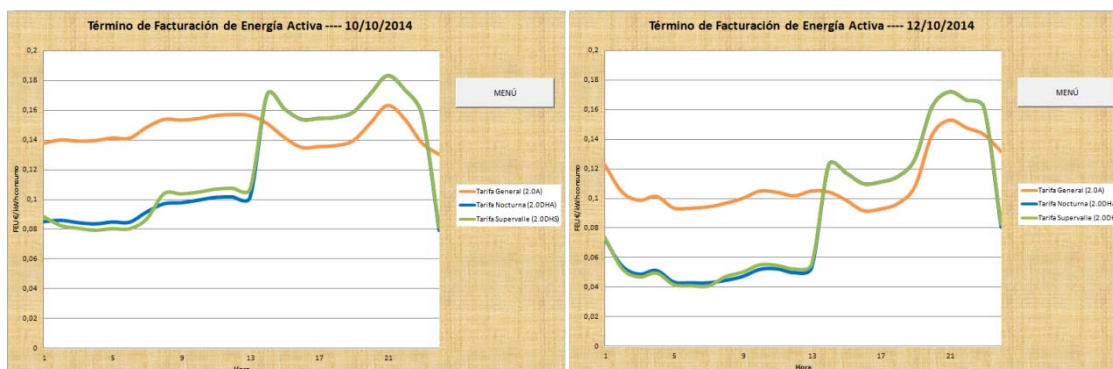


Gráfico 5. Comparación de precios del kWh en días casi consecutivos

El gráfico 5 muestra que para la misma de días prácticamente consecutivos, el precio de la electricidad puede llegar a oscilar en magnitudes del 100%. Esta volatilidad encuentra su razón en los diferentes perfiles de generación para dichas fechas.

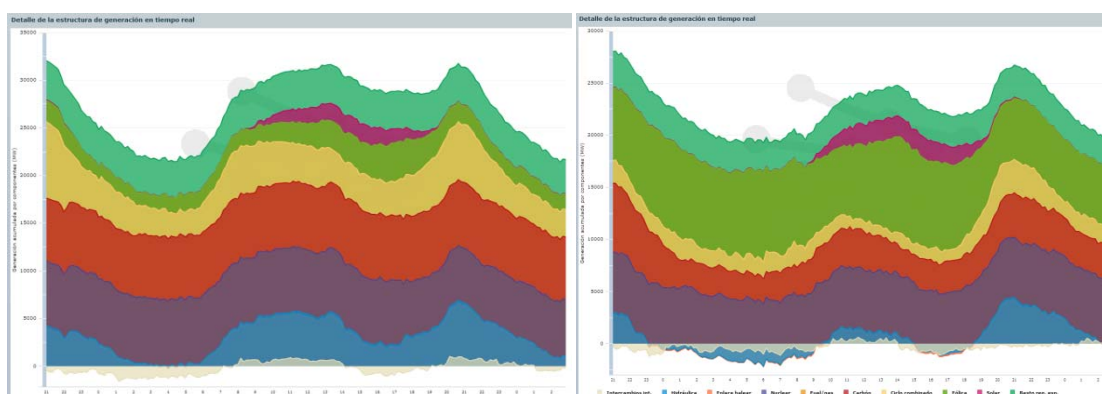


Figura 24. A la izquierda, perfil de producción para el día 10/10. A la derecha, producción del 12/10

Se puede apreciar la diferencia de contribución de las distintas energías a la producción de electricidad y su impacto final en el precio de la electricidad para el pequeño consumidor. Por ello, en un día que se precisa una gran cantidad de energía generada por tecnologías “caras”, como son el carbón y el ciclo combinado, se encarece mucho el precio del mercado. En cambio, si observamos un día en el que casi la mitad de la demanda eléctrica es cubierta por la energía eólica, el precio de la electricidad se remite básicamente al pago de los peajes de acceso de terceros a la red.

Es interesante observar también la semejanza de la curva de demanda de generación con la curva de evolución de diaria del precio. Ambas presentan prácticamente una relación directa, lo que hace notar que ante una mayor demanda, el precio de la electricidad sube.

Por lo tanto, nos adentramos en el gran debate entre una estructura de precios de la electricidad que responden ante la volatilidad del mercado o la seguridad del precio fijo proporcionado por las ofertas del mercado libre.

10.2.2. Cálculo PVPC

Esta hoja de cálculo muestra los precios horarios del kilovatio hora para cada tarifa tras haber sido calculados por el programa.

Precio Horario Termina Energía (€/kWh)			
Hora:	2.0A	2.0DHA	2.0DHS
1:00	0,12255913	0,07264113	0,07390213
2:00	0,104337407	0,054419407	0,052749407
3:00	0,098728187	0,048810187	0,047140187
4:00	0,10131571	0,05139771	0,04972771
5:00	0,093498585	0,043580585	0,041910585
6:00	0,093400859	0,043039828	0,041204458
7:00	0,094254304	0,043025922	0,040915585
8:00	0,096670839	0,044677125	0,047255384
9:00	0,100029582	0,047341381	0,050390422
10:00	0,104925274	0,052144532	0,055330462
11:00	0,104125664	0,052443455	0,054888109
12:00	0,101764618	0,0499057	0,052468702
13:00	0,10497496	0,053254668	0,055716129
14:00	0,104330411	0,122918212	0,122918212
15:00	0,098845894	0,11735663	0,11735663
16:00	0,09173721	0,11012343	0,11012343
17:00	0,092849011	0,111286802	0,111286802
18:00	0,096481904	0,114931037	0,114931037
19:00	0,108167664	0,12683211	0,12683211
20:00	0,143099947	0,162359118	0,162359118
21:00	0,152886253	0,172233776	0,172233776
22:00	0,147669759	0,166549671	0,166549671
23:00	0,143155843	0,161738041	0,161738041
0:00	0,13170734	0,080786657	0,082834369

Tabla 4. Precio horario para cada tarifa del PVPC en una fecha concreta

Aquí puede verse numéricamente la evolución del precio de la electricidad para el día mostrado en la gráfica. No obstante, lo interesante de esta hoja de cálculo es el perfilado que hace de los precios para poder realizar la comparativa con las demás alternativas para un día en concreto. Pasemos a estudiar estos datos, mostrados en esta misma hoja de cálculo.

Precio Medio del kWh por periodo (€/kWh)	PVPC		
	2.0A	2.0DHA	2.0DHS
Periodo 1: · 2.0A: 0-24h · 2.0DHA: 12-22h · 2.0DHS: 01-07h	0,113465623	0,139023569	0,141274207
Periodo 2: · 2.0DHA: 22-12h · 2.0DHS: 23-01h / 07-13h		0,05425505	0,06251204
Periodo 3: · 2.0DHS: 01-07h			0,048435055

Tabla 5. Opción PVPC para una fecha concreta

En la opción de PVPC, se ha procedido a utilizar los coeficientes de perfilado ofrecidos por REE, utilizando la segunda fórmula explicada en el apartado 8 de este documento.




MERCADO LIBRE		
		
Precio Medio del kWh por periodo (€/kWh)	2.0A	2.0DHA
Periodo 1:	0,123	0,14438
Periodo 2:		0,066127
Periodo 3:		
		
Precio Medio del kWh por periodo (€/kWh)	2.0A	2.0DHA
Periodo 1:	0,140603	0,16393
Periodo 2:		0,068506
Periodo 3:		
		
Precio Medio del kWh por periodo (€/kWh)	2.0A	2.0DHA
Periodo 1:	0,130546	0,152553
Periodo 2:		0,071024
Periodo 3:		

Tabla 6. Opción Mercado Libre

Como opciones de mercado libre, se ha procedido a utilizar la mejor de las ofertas de las comercializadoras libres que ofrecen también servicio como comercializadores de referencia. Hay también que tener en cuenta que este no es el único concepto sobre el que tienen potestad, sino que también pactan con el cliente el precio del término de potencia, pudiendo esto llevar a diferentes estrategias por parte de cada una, como se verá más adelante. Por ejemplo, se puede adelantar que la comercializadora del grupo Gas Natural Fenosa apuesta por unos precios de energía más bajos, mientras que E-on apuesta por un término de potencia más barato.




PRECIO FIJO			
			
Precio Medio del kWh por periodo (€/kWh)	2.0A	2.0DHA	2.0DHS
Periodo 1:	0,146945	0,169376	0,172023
Periodo 2:		0,088032	0,099497
Periodo 3:			0,078078
			
Precio Medio del kWh por periodo (€/kWh)	2.0A	2.0DHA	2.0DHS
Periodo 1:	0,145432	0,166041	0,166475
Periodo 2:		0,085948	0,095097
Periodo 3:			0,075711
			
Precio Medio del kWh por periodo (€/kWh)	2.0A	2.0DHA	2.0DHS
Periodo 1:	0,147743	0,171796	0,172799
Periodo 2:		0,085072	0,096951
Periodo 3:			0,075822

Tabla 7. Opción Precio Fijo

Solamente hace falta echar un vistazo a ambas tablas para ver que, sin lugar a dudas, la opción de precio fijo ofertada por las comercializadoras de referencia es la más cara del mercado. Esto se debe a la intención de las comercializadoras de llevar a los clientes hacia sus ofertas de libre mercado, y de que aquellos que no quieran esa alternativa pero teman la volatilidad de la alternativa PVPC paguen más por ese coste de aseguramiento.

Para este día en concreto, se puede observar como la oferta del PVPC mejora alrededor de un 10% la oferta del precio fijo. Sin embargo, la volatilidad de este precio plantea dudas a la larga de cuál puede ser la mejor opción. La respuesta es que esta no se va a poder calcular simplemente mirando las diferentes ofertas y precios perfilados, si no que habrá que meter el factor consumo en la ecuación.

10.2.3. Coeficiente de perfilado

Para aquellos puntos de suministro que no cuentan con equipos de telemedida y telegestión integrados, Red Eléctrica realiza una previsión del perfil de consumo para cada tarifa. La previsión de consumo de un día tiene la siguiente forma:

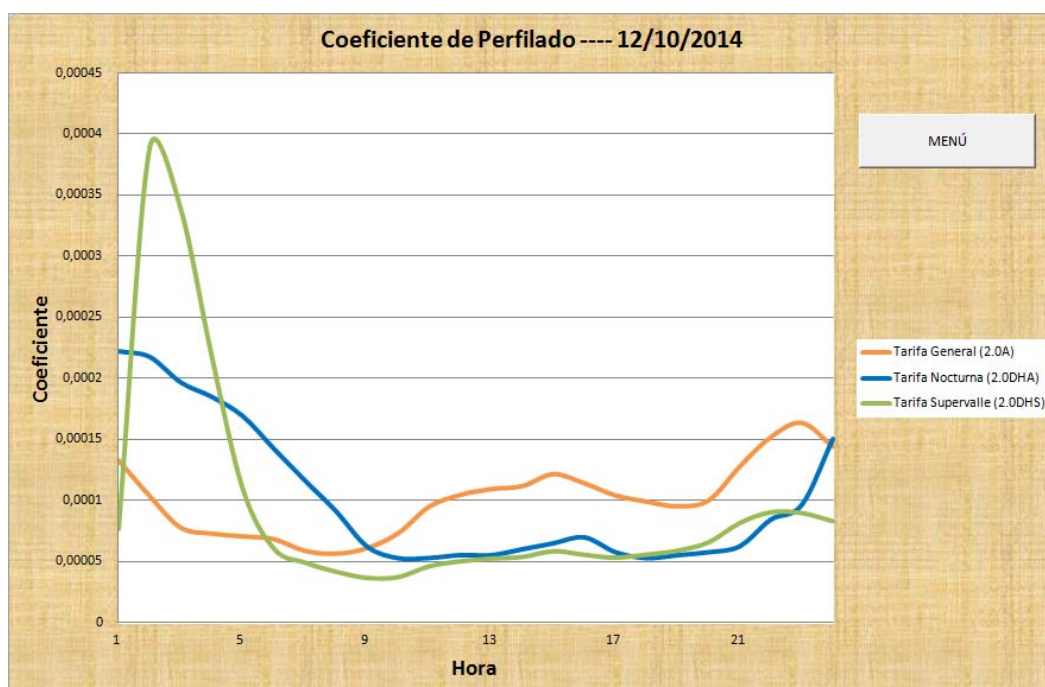


Gráfico 6. Coeficiente de perfilamiento para las tarifas PVPC

Como se puede observar, para los usuarios de la tarifa 2.0DHS se espera que el consumo se centre durante las horas del periodo tarifario supervalle, ya que estas son las que normalmente se destinan para la carga de los vehículos eléctricos. Como se ha podido observar a medida que se usaba la aplicación, y que se demostrará más tarde en los cálculos propuestos, este coeficiente de perfilamiento demuestra ser muy preciso a la hora de predecir la demanda y aplicarla al cálculo del término de energía de la factura, presentando un error de menos del 3% para la mayoría de los casos.

10.3. Opción 3: Cálculo de consumo y coste en una fecha

De las ventajas que tiene la telegestión es que se paga lo que se consume, cuando se consume, no dependiente de los perfiles de consumo estipulados por el operador del sistema. Esto también ayudará al cliente a entender su consumo y de esta manera, reconocer las horas de mayor gasto y reestructurar su consumo de la forma más conveniente. La gran diferencia de esta aplicación con respecto a las encontradas en internet que comparan tarifas eléctricas es que esta es capaz de incorporar el consumo horario mediante ficheros, lo cual permite hacer un estudio horario y temporal, y comparar el PVPC con la opción de telegestión, opción hacia la que tiende el mercado, en vez de en su variante de perfilado.

En la opción 3 de la aplicación, se incorpora el consumo horario de distintos clientes para poder estudiar las mejores opciones. En particular, la opción 3 se centrará en el estudio del consumo durante las 24 horas de un día, que permita ver donde se producen las diferencias entre las diferentes tarifas del PVPC y su comparación con las alternativas de comercializadora de libre mercado y precio fijo.

El diagrama de flujo que se sigue al ejecutar la opción 3 es el siguiente:

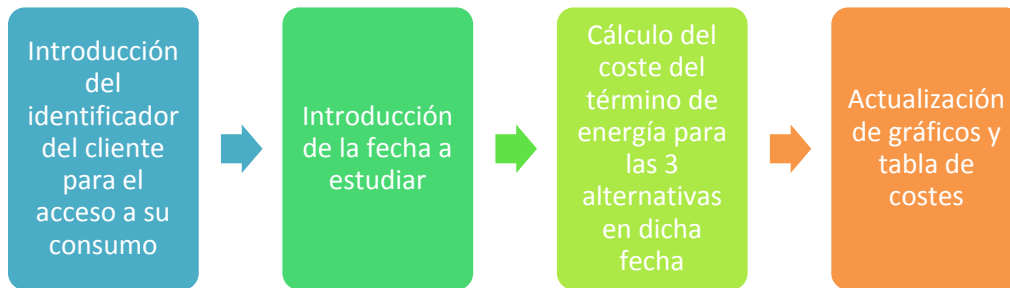


Figura 25. Diagrama de flujo de la opción 3

10.3.1. Gráfico consumo vs. PVPC

Este gráfico muestra el consumo horario en kWh representado en el eje principal, frente al precio horario de la electricidad, representado en el eje secundario en €/kWh. Esto nos sirve para resaltar de manera visual a qué horas se consume más y el precio de la electricidad para las diferentes facturas en dicha hora.

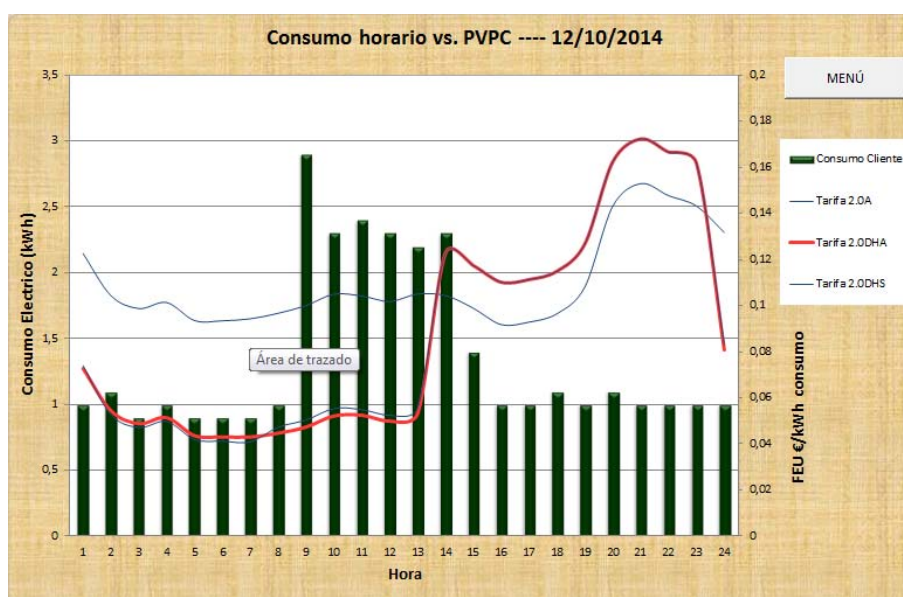


Gráfico 7. Consumo de un cliente superpuesto con el PVPC

La aplicación también calculará el coste diario de la factura eléctrica para dicho cliente y resaltará la tarifa óptima para este. Vemos que para el día señalado, la actividad perteneciente al cliente 3 se concentra en la franja horaria de las 09h a las 14h, mientras que se mantiene constante el resto del día. De un perfil así se puede deducir que seguramente se trate de un pequeño comercio, en el que el horario de apertura es de 9-14h, y que el consumo del resto del día pertenece a los diferentes aparatos que se mantienen enchufados y que, aunque no funcionen, consumen electricidad. Como se puede apreciar, sus horas de consumo principal pertenecen a horario de discriminación horaria, en las cuales para este día el precio la electricidad es prácticamente la mitad que el de la tarifa sin discriminación.

10.3.2. Gráfico coste de energía diario

Este gráfico se centra en el cálculo del coste horario de la electricidad, multiplicando el consumo por el precio para poder estudiar el gasto en el que se incurre en cada hora, en función de la tarifa.

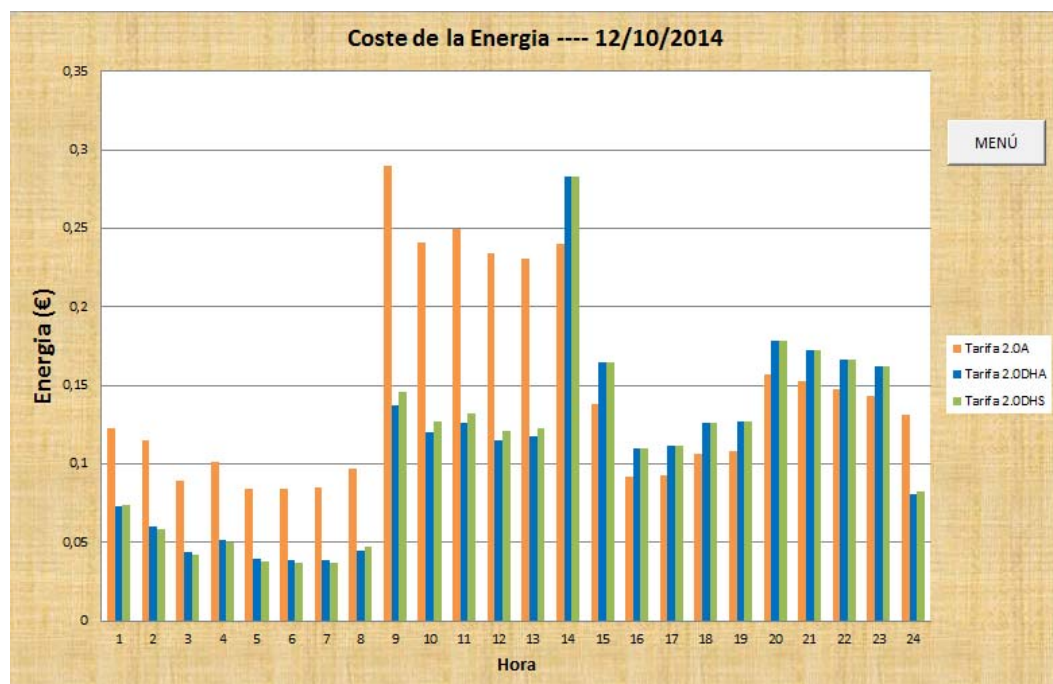


Gráfico 8. Coste de la energía desglosado horariamente

Para este cliente, observamos que la diferencia se centra en el gasto durante las horas valle. El gasto en el que se incurre, como esperábamos, es el doble, y esto ocurre

en las horas de máximo consumo. Por lo tanto, es de esperar que el coste de la tarifa 2.0A sea mucho mayor que el de la tarifa 2.0DHA y 2.0DHS, ya que durante las horas de penalización para esta tarifa, el consumo es mucho menor.

10.3.3. Cálculo del consumo y coste total

En esta hoja de cálculo, se desglosa la factura en términos y se compara, para ese día, los diferentes resultados de todas las alternativas comerciales que ofrece el mercado. Aunque se aplica el cálculo de consumo por telegestión, para que el usuario se pueda hacer a la idea del precio por kWh para el PVPC, se promedia el consumo de acuerdo con los coeficientes de perfilado proporcionados por REE.









Potencia Contratada:	5,75	kW	Tarifa Optima																					
Consumo Día:	32,70	kWh																						
Tarifa:	2.0A	2.0DHA	2.0DHS	2.0A	2.0DHA	2.0A	2.0DHA	2.0A	2.0DHA	2.0A	2.0DHA	2.0DHS	2.0A	2.0DHA	2.0DHS	2.0A	2.0DHA	2.0DHS						
Término de Potencia:	0,66 €	0,66 €	0,66 €	0,67 €	0,67 €	0,66 €	0,66 €	0,63 €	0,63 €	0,66 €	0,66 €	0,66 €	0,73 €	0,73 €	0,73 €	0,69 €	0,69 €	0,69 €						
Término de Energía:	3,53 €	2,69 €	2,71 €	4,02 €	3,09 €	4,60 €	3,38 €	4,27 €	3,29 €	4,81 €	3,85 €	3,99 €	4,83 €	3,81 €	3,95 €	4,76 €	3,76 €	3,85 €						
Impuesto sobre Electricidad:	0,21 €	0,17 €	0,17 €	0,24 €	0,19 €	0,27 €	0,21 €	0,25 €	0,20 €	0,28 €	0,23 €	0,24 €	0,28 €	0,23 €	0,24 €	0,28 €	0,23 €	0,23 €						
Equipos de Medida:	0,02 €	0,02 €	0,02 €	0,02 €	0,02 €	0,02 €	0,02 €	0,02 €	0,02 €	0,02 €	0,02 €	0,02 €	0,02 €	0,02 €	0,02 €	0,02 €	0,02 €	0,02 €						
IVA:	0,93 €	0,74 €	0,75 €	1,04 €	0,84 €	1,17 €	0,90 €	1,09 €	0,87 €	1,21 €	1,00 €	1,03 €	1,23 €	1,01 €	1,04 €	1,21 €	0,99 €	1,01 €						
Factura diaria:	5,36 €	4,28 €	4,32 €	5,99 €	4,81 €	6,71 €	5,16 €	6,25 €	5,01 €	6,98 €	5,76 €	5,95 €	7,09 €	5,80 €	5,97 €	6,95 €	5,69 €	5,80 €						
																								
PVPC			MERCADO LIBRE																PRECIO FIJO					
Periodo 1:	0,1134656	0,1390236	0,1412742	0,123	0,14438	0,140603	0,16393	0,130546	0,152553	0,146945	0,169376	0,172023	0,147743	0,171796	0,172799	0,145432	0,166041	0,166475						
Periodo 2:		0,054255	0,062512		0,066127		0,068506		0,071024		0,088032	0,099497		0,085072	0,096951		0,085948	0,095097						
Periodo 3:			0,0484351									0,078078			0,075822			0,075711						

Tabla 8. Cálculo comparativo del coste total de la electricidad en un día

De esta tabla se sacarán las conclusiones sobre la diferencia entre alternativas. Como observamos, para el cliente 3, en la fecha anteriormente introducida, la diferencia entre tarifas PVPC es muy significativa. La elección de la discriminación horaria de 2 periodos (tarifa 2.0DHA) le podría ahorrar más de un 20% en la factura final.

Si se compara con las diferentes alternativas del sector, vemos que para la fecha indicada, la opción PVPC 2.0DHA representa un ahorro de un 11% por ciento frente a la mejor opción del mercado libre, y casi un 25% frente a la oferta de precio fijo por parte de la comercializadora de referencia de la empresa E-on.

Queda claro que para el consumo de ese día, la elección de la discriminación horaria para el cliente es innegociable, dados los porcentajes de ahorro que se obtienen. Dentro de ello, parece que la alternativa de PVPC es su opción más aconsejable. No obstante, esto solo serviría para este día. ¿Y al largo plazo? El objetivo principal de la opción 3 es la de permitir estudiar el perfil de consumo en un día concreto. Para dar una perspectiva más amplia sobre un periodo facturable, deberemos elegir la opción 4.

10.4. Opción 4. Cálculo del consumo y coste para un periodo

Para tomar una decisión más informada, debemos estudiar los efectos de cada alternativa al largo plazo. Para ello, la opción 4 nos aporta una visión más amplia de los resultados de cada tarifa, y metiendo comparaciones como la diferencia de tener o no tener equipos de medida telegestionados. Esta es la opción principal de la aplicación.

El diagrama de flujo para esta opción es el siguiente:

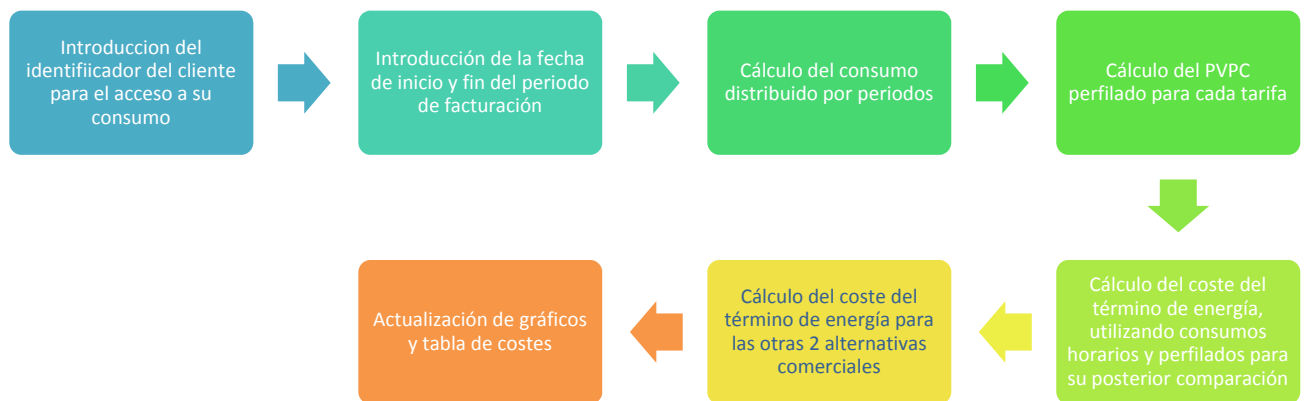


Figura 26. Diagrama de flujo de la opción 4

10.4.1. Gráfico consumo periodo

Este grafico permite al usuario repartir el consumo total del periodo en los diferentes periodos tarifarios, en función de la tarifa, para ver en que periodos se centra su consumo.

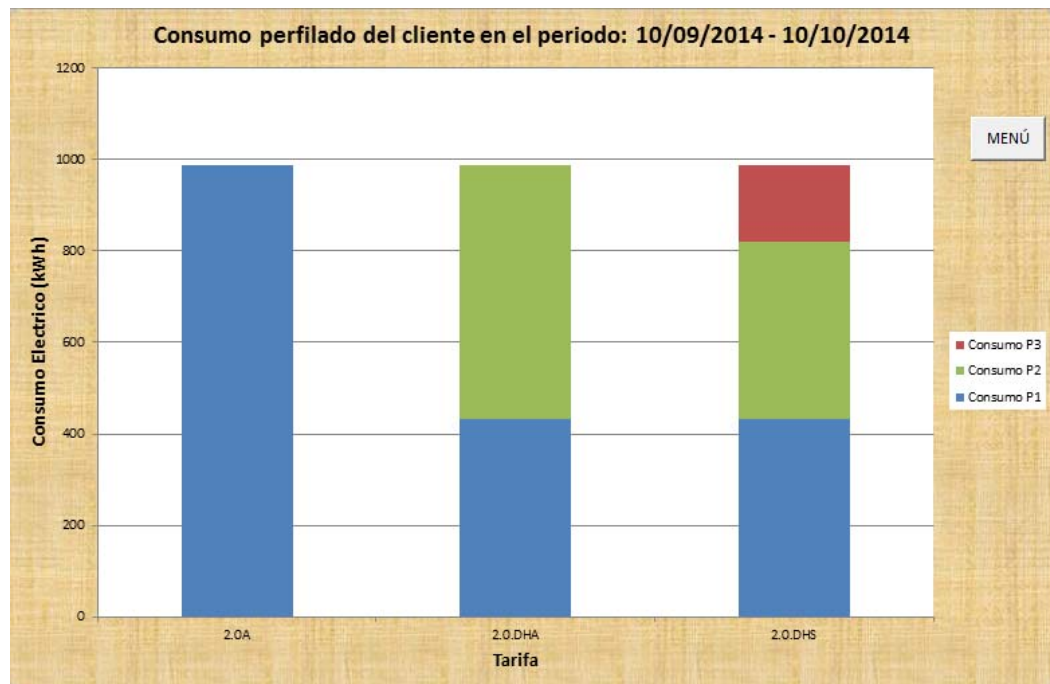


Gráfico 9. Consumo perfilado del cliente en un periodo

Para este cliente, vemos que aproximadamente el 60% de su consumo se desarrolla en periodos de discriminación horaria, por lo que podemos asumir desde un principio que la tarifa 2.0A debería ser descartada como posibilidad. El consumo distribuido para la tarifa 2.0DHS nos muestra que de este consumo en periodo discriminatorio, se reparte con un ratio de 2:1 entre los periodos valle y supervalle, por lo que es de esperar que el ahorro conseguido por el precio supervalle se verá borrado por el hecho de que en la franja valle, la tarifa 2.0DHS es un poco más cara que la tarifa 2.0DHS. Más tarde se verificarán estas asunciones en la tabla de comparación de tarifas.

10.4.2. Gráfico del consumo de un periodo para suministro telemedido

La telegestión permite a la aplicación, además, el estudio diario del periodo de cálculo, el cual sirve para entender mejor las tendencias del cliente y poder identificar consumos atípicos que por ejemplo no podrían ser identificados en el gráfico anterior, y de esta manera, si fuera necesario, con la opción 3 estudiar el consumo de dicho día.

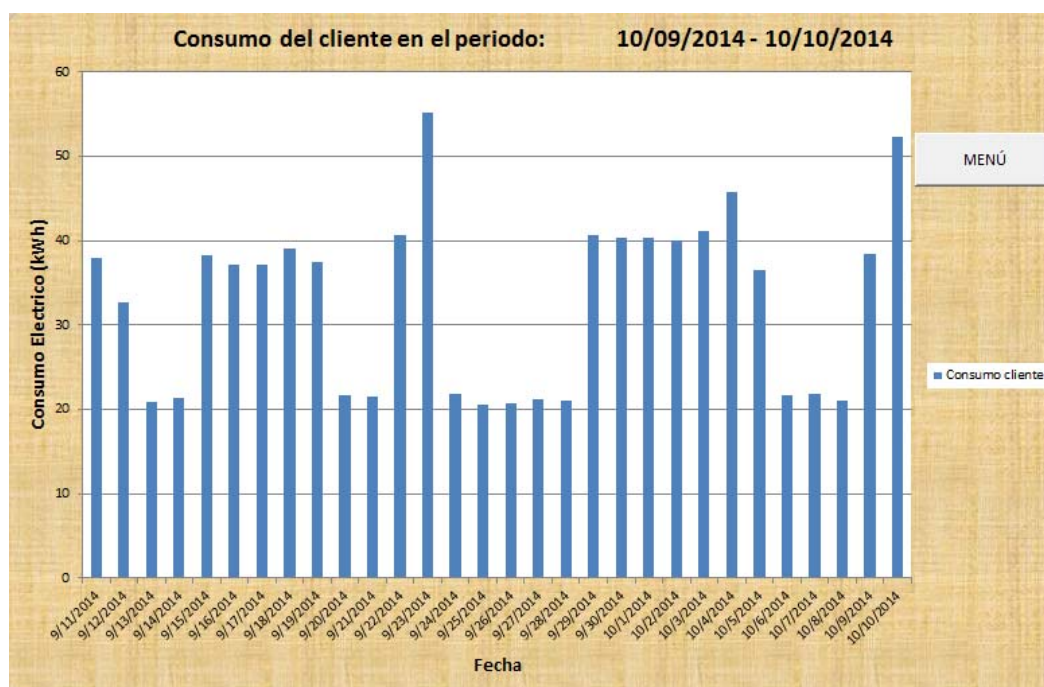


Gráfico 10. Consumo de un cliente telemedido en un periodo

Para el periodo de 1 mes, se reafirma la hipótesis propuesta con anterioridad de que este perfil de consumo pertenece a una empresa, ya que el consumo es más o menos constante los días laborables, mientras que disminuye mucho los fines de semana. Se observa también que hay una semana con un perfil atípico, en el que el lunes y el martes el consumo es más alto, mientras que el resto de la semana se mantiene parecido al de un día laboral. Es necesario tener esto en cuenta, ya que en circunstancias normales el ratio entre el consumo en periodos de discriminación horaria se habría desplazado en favor de las horas valle. En cuanto a si esto fuera en el periodo 2 o 3, de la gráfica horaria para un día laboral se observa que el horario de consumo es de 9-14h, favoreciendo la decisión hacia la tarifa 2.0DHA en detrimento de la 2.0DHS.

10.4.3. Gráfico del coste de la energía en un periodo

Este gráfico se centra en la comparativa entre las 2 fórmulas de cálculo para el PVPC, en función del tipo de suministro del cliente.

Aunque la legislación está en un periodo de transición hacia la telegestión, es interesante estudiar si esto tendrá un impacto positivo o negativo sobre el cliente. La respuesta es que esto dependerá del perfil de consumo del cliente. Si el consumo se produce durante horas en las que es más barato consumir y se tiene un contador de

telegestión, entonces el dato de consumo real jugará a favor del cliente. Pero también se puede dar el caso contrario en el que un cliente no telegestionado se beneficie de esto por el hecho de centrar su consumo en horas más caras, mientras que el coeficiente de perfilado se lo distribuye de una manera más uniforme.

Este gráfico sirve también como excelente complemento al gráfico anterior en el que se muestra el consumo del periodo distribuido por periodos tarifarios. Mientras que el anterior nos dice la distribución del consumo, este nos dirá la distribución del coste total, fragmentándolo por periodos.

De esta manera, para el cliente 3, se puede apreciar cómo, mientras el 60% de su consumo se acumulaba en el periodo 2, mientras que el 40% se acumulaba en el primer periodo tarifario para la tarifa 2.0DHA, el coste del término de energía muestra justo lo contrario. Del total de éste término, el 60% pertenece al coste de la energía del periodo tarifario 1 mientras que solamente el 40% pertenece al periodo 2. Esto es, aún consumiendo un 50% más de energía en el periodo 2, el coste es un 50% mayor para el periodo 1.

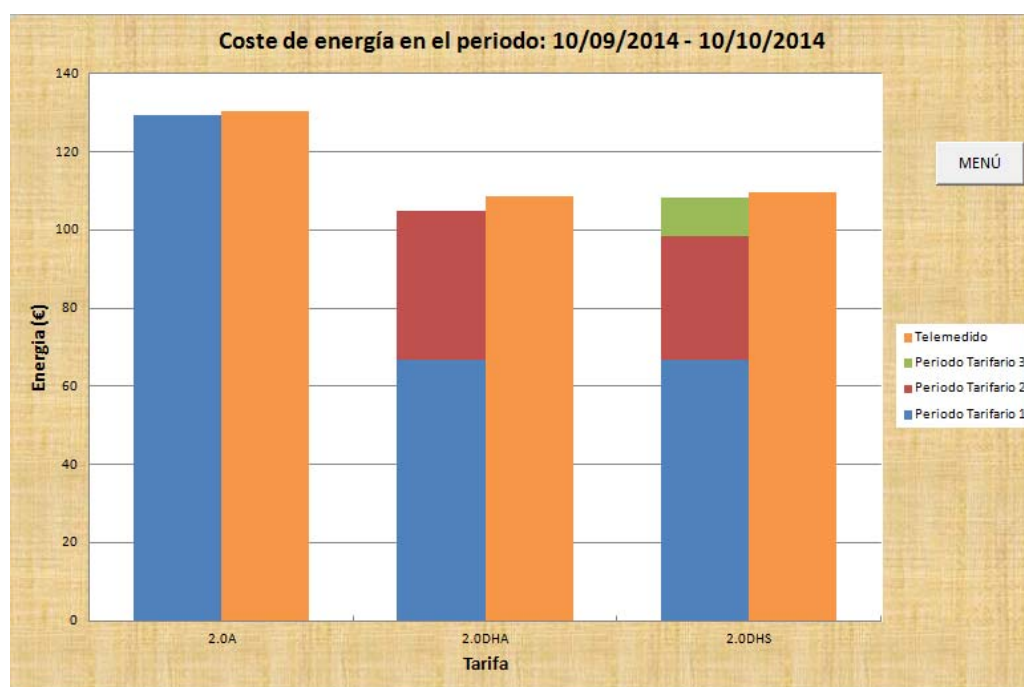


Gráfico 11. Coste de energía en un periodo, fragmentado por periodo tarifario y comparativa del coste entre tipos de suministro.

10.4.4. Gráfico del coste en un periodo para suministro telemedido

Homólogamente a como se hizo en la opción 3, este gráfico compara, para cada tarifa del PVPC, la evolución del gasto durante el periodo. De esta manera, se permite la

identificación de días de mayor coste, y la posibilidad de maniobrar dentro de la aplicación en busca de posibles explicaciones. Esta gráfica en sí puede servir también como explicación ante resultados atípicos en el cómputo final de la factura.

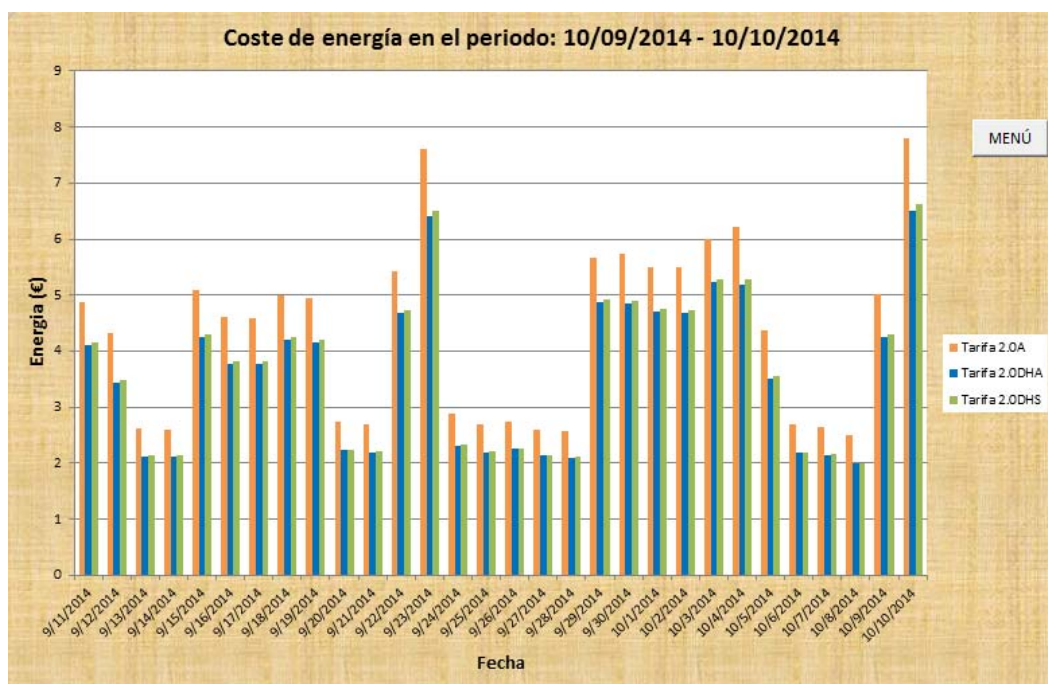


Gráfico 12. Coste de energía en un periodo

Como era de esperar para un perfil de consumo tan constante, la evolución del gráfico a lo largo del periodo muestra que la elección de la tarifa 2.0A constituye uniformemente un aumento de más de un 30% respecto a las tarifas de discriminación horaria.

10.4.5. Cálculo del coste total para un periodo

Tras observar el consumo y coste de la energía desde el punto de vista de lo que representan los gráficos, la herramienta realiza el cálculo de todos estos costes para elegir, durante el periodo facturable y al más largo plazo, la alternativa óptima para el cliente.

El cliente 3 ha resultado ser un consumidor con un perfil muy definido, con un consumo activo durante los días laborables de 9-14h, mientras que el resto del tiempo mantiene un consumo constante por la conexión de los aparatos a la red eléctrica. Esto hace que, a priori, se pueda pronosticar que la mejor opción a la larga para este cliente

sería una tarifa 2.0DHA. Pero, ¿cuál de las alternativas comerciales es la mejor? ¿Qué comercializadora le ofrece la mejor oferta? La respuesta se encuentra en esta tabla.


Coste Energía periodo: 10/09/2014 - 10/10/2014											
Potencia Contratada:	5,75	kW	Tarifa Optima								
Consumo Periodo:	986,70	kWh									
Tarifa:	2.0A		2.0DHA		2.0DHS		2.0A	2.0DHA	2.0A	2.0DHA	2.0A
Contador:	Telemido	Tradicional	Telemido	Tradicional	Telemido	Tradicional					
Termino de Potencia:	19,87 €	19,87 €	19,87 €	19,87 €	19,87 €	19,87 €	20,15 €	20,15 €	19,87 €	19,87 €	18,87 €
Termino de Energía:	130,27 €	129,27 €	108,64 €	104,96 €	109,79 €	108,40 €	121,36 €	99,15 €	138,73 €	108,93 €	128,81 €
Impuesto sobre Electricidad:	7,68 €	7,62 €	6,57 €	6,38 €	6,63 €	6,56 €	7,23 €	6,10 €	8,11 €	6,59 €	7,55 €
Equipos de Medida:	0,81 €	0,56 €	0,81 €	0,56 €	0,81 €	0,56 €	0,56 €	0,56 €	0,56 €	0,56 €	0,56 €
IVA:	33,31 €	33,04 €	28,54 €	27,67 €	28,79 €	28,43 €	31,35 €	26,45 €	35,13 €	28,55 €	32,72 €
Factura diaria:	191,94 €	190,36 €	164,43 €	159,44 €	165,89 €	163,82 €	180,66 €	152,40 €	202,40 €	164,50 €	188,51 €
											
Precio Medio del kWh por periodo (€/kWh)	PVPC						MERCADO LIBRE				
Periodo 1:	0,131008176		0,153811548		0,15418908		0,123	0,14438	0,140603	0,16393	0,130546
Periodo 2:			0,069242023		0,081766287			0,066127		0,068506	
Periodo 3:					0,059762958						0,071024

Tabla 9. Cálculo del coste de la energía durante un periodo para las alternativas de PVPC y mercado libre

La tabla compara, para el PVPC, las diferentes tarifas, aplicando el cálculo para ambos tipos de suministros, con y sin equipo de telegestión.

Como era de esperar, la elección de una tarifa discriminatoria supone un ahorro del 15% respecto a la tarifa 2.0A. Además, como se pronosticó, el hecho de que el consumo se produzca en la segunda franja horaria de la tarifa 2.0DHS penaliza mínimamente, haciendo que la opción óptima para el PVPC sea la tarifa 2.0DHA.

Observamos que para un consumo de aproximadamente 1000kWh, el margen de error del coeficiente de perfilamiento por parte de REE es, en el mayor de los casos, del 3%, lo cual indica de la gran precisión que consigue el operador del sistema a la hora de realizar las estimaciones sobre la demanda a 24h vista.

No obstante, se observa que la opción favorable para este cliente para este periodo mensual es la de mercado libre, la cual supondría un ahorro aproximado de hasta un 7% frente al PVPC telemido. ¿Y al largo plazo?

Los consumos de los que se dispone para la realización de este proyecto son consumos reales, proporcionados por una empresa comercializadora. Estos tienen fechas que abarcan desde el 01/07/2014 hasta el 31/12/2014, por lo que la simulación mayor que se puede hacer abarca este periodo de tiempo, cuyos resultados son los siguientes:






Coste Energía periodo: 01/07/2014 - 31/12/2014												
Potencia Contratada:	5,75	kW	Tarifa Optima									
Consumo Periodo:	5961,80	kWh										
Tarifa:	2.0A		2.0DHA		2.0DHS		2.0A	2.0DHA	2.0A	2.0DHA	2.0DHA	
Contador:	Telemido	Tradicional	Telemido	Tradicional	Telemido	Tradicional						
Termino de Potencia:	121,21 €	121,21 €	121,21 €	121,21 €	121,21 €	121,21 €	122,89 €	122,89 €	121,21 €	121,21 €	115,12 €	
Termino de Energía:	737,17 €	736,07 €	610,44 €	595,03 €	612,83 €	608,89 €	733,30 €	603,24 €	838,25 €	663,29 €	778,29 €	
Impuesto sobre Electricidad:	43,89 €	43,83 €	37,41 €	36,62 €	37,53 €	37,33 €	43,77 €	37,12 €	49,05 €	40,11 €	45,68 €	
Equipos de Medida:	4,94 €	3,43 €	4,94 €	3,43 €	4,94 €	3,43 €	3,43 €	3,43 €	3,43 €	3,43 €	3,43 €	
IVA:	190,51 €	189,95 €	162,54 €	158,82 €	163,07 €	161,88 €	189,71 €	161,00 €	212,51 €	173,89 €	197,93 €	
Factura diaria:	1.097,72 €	1.094,48 €	936,54 €	915,10 €	939,57 €	932,73 €	1.093,11 €	927,69 €	1.224,44 €	1.001,92 €	1.140,45 €	
<div><div><div>GOBIERNO DE ESPAÑA</div></div><div><div>MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y TURISMO</div></div><div><div>gasNatural fenosa</div></div><div><div>IBERDROLA</div></div><div><div>e-on</div></div></div>												
Precio Medio del kWh por periodo (€/kWh)	PVPC						MERCADO LIBRE					
Periodo 1:	0,123463665						0,123	0,14438	0,140603	0,16393	0,130546	0,152553
Periodo 2:	0,062055264							0,066127		0,068506		0,071024
Periodo 3:	0,054707125											

Tabla 10. Cálculo factura para el largo plazo

Como puede comprobarse en la tabla 9, para el largo plazo, el precio del kWh en el periodo 2 de la tarifa 2.0DHA, periodo tarifario en el que se concentra la mayoría del consumo para este cliente, representa un ahorro del 6,15% respecto a la mejor oferta posible en el mercado libre, lo cual acaba significando que esta sea la alternativa óptima para este cliente.

Por motivos de eficiencia a la hora de realizar la redacción de este estudio, se ha decidido omitir en las tablas comparativas mostradas la opción de precio fijo, contemplada en la aplicación. Esto se debe a que, como se puede comprobar en la tabla 11, esta opción resulta siempre ser más cara que cualquiera de las otras 2, dado el poco nivel competitivo que tienen por ser las mismas comercializadoras de mercado libre las que son obligadas a ofrecerlo mediante las comercializadoras de referencia. Para demostrar esto, la tabla 11 expone los resultados para el mismo periodo mostrado con anterioridad el importe de la factura total para esta opción.




2.0A	2.0DHA	2.0DHS	2.0A	2.0DHA	2.0DHS	2.0A	2.0DHA	2.0DHS
19,87 €	19,87 €	19,87 €	21,76 €	21,76 €	21,76 €	20,76 €	20,76 €	20,76 €
144,99 €	122,10 €	126,03 €	145,78 €	121,51 €	125,01 €	143,50 €	119,50 €	121,53 €
8,43 €	7,26 €	7,46 €	8,57 €	7,32 €	7,50 €	8,40 €	7,17 €	7,28 €
0,56 €	0,56 €	0,56 €	0,56 €	0,56 €	0,56 €	0,56 €	0,56 €	0,56 €
36,51 €	31,46 €	32,32 €	37,10 €	31,74 €	32,52 €	36,38 €	31,08 €	31,53 €
210,36 €	181,25 €	186,25 €	213,77 €	182,90 €	187,35 €	209,60 €	179,08 €	181,66 €
								
PRECIO FIJO								
0,146945	0,169376	0,172023	0,147743	0,171796	0,172799	0,145432	0,166041	0,166475
	0,088032	0,099497		0,085072	0,096951		0,085948	0,095097
		0,078078			0,075822			0,075711

Tabla 11. Opción precio fijo, para el periodo 10/09/2014-10/10/2014, cliente 3

10.5. Opción 5. Gráfico de evolución de la factura mensual

10.5.1. Gráfico factura mensual

En este gráfico podemos observar la evolución del gasto del cliente, el cual es interesante para estudiar el impacto que los diferentes factores temporales a gran escala tienen sobre el importe final de la factura eléctrica. Como se ha comentado antes, los consumos disponibles durante la redacción de este proyecto solamente cubren los meses de julio a diciembre, aunque en este caso son suficientes para estudiar cómo evoluciona el gasto durante las diferentes estaciones del año, salvando la primavera.

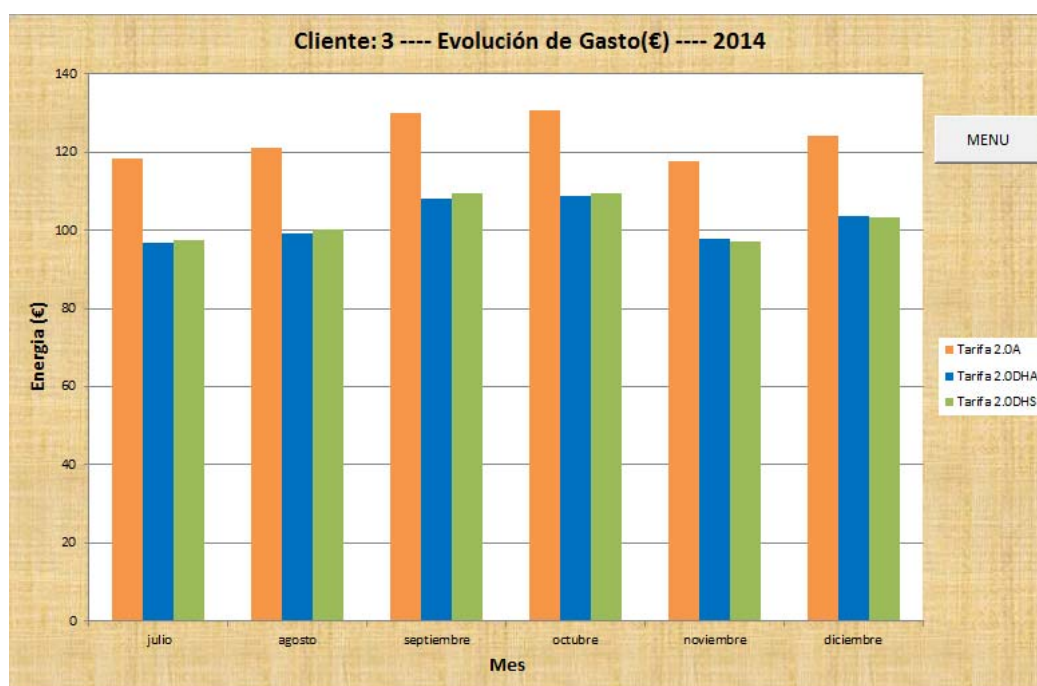


Gráfico 13. Evolución del gasto durante el periodo julio-diciembre para el cliente 3

De este gráfico para el cliente 3 se puede apreciar un perfil de consumo regular, perteneciente a un negocio de apertura de media jornada, que no cesa su actividad en verano.

De todas maneras, dependiendo del cliente, podría surgir la posibilidad de que fuera satisfactorio ir cambiando de tarifa en función de la época del año en la que nos encontráramos, ya que los perfiles pueden cambiar de verano a invierno si tuviéramos, por ejemplo, el aire acondicionado de funcionamiento eléctrico pero la calefacción funcionará con gas natural, enfriar un domicilio en las horas más calientes del día

sugeriría el uso de una tarifa 2.0A, ya que el pico del consumo sería, de largo, durante las horas de la tarde. Sin embargo, en invierno, seguramente el perfil de consumo cambiaría hacia las horas valle, por lo que sería recomendable el cambio a discriminación horaria.

11. Conclusiones

Las principales conclusiones de este estudio tras el uso de la herramienta informática son las siguientes:

11.1. Efecto del PVPC sobre la oferta del mercado libre

El principal efecto que ha tenido el PVPC en el mercado ha sido el hecho del abaratamiento de las ofertas en el mercado eléctrico libre. Tras la eliminación de las subastas CESUR, el precio de la electricidad ya no depende de agentes intermediarios entre el mercado y la tarifa que se paga por la electricidad, sino que de manera eficiente se ha conseguido ligar los precios entre los mercados mayorista y minorista, lo que ha obligado a las comercializadoras de libre mercado ha reestructurar sus estrategias para así poder hacer ofertas más competitivas frente al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor ofrecido por las comercializadoras de referencia, resultado positivo para el consumidor final. Esto ha tenido un impacto económico de hasta un 10% en la oferta del término de energía activa propuesto por comercializadoras de libre mercado respecto a hace 2 años. Estas comercializadoras, aprovechando la digitalización del mercado, son capaces de inventar nuevas formas de reducir los costes de sus procesos de comercialización, incentivadas por una libre competencia con una oferta clara y transparente, pero firme como es el PVPC.

11.2. Mercado libre vs. PVPC

Tras numerosas simulaciones llevadas a cabo, la conclusión sobre la alternativa óptima es más bien el descarte de una de ellas: el precio fijo. Para las 2 restantes alternativas, el óptimo a la larga tiene gran dependencia del factor consumo, y más todavía si se tiene en cuenta la telegestión, lo cual hace esta aplicación informática aplicada aún más valiosa, ya que a diferencia de aquellas que se pueden encontrar en sitios de internet en la que se introduce el consumo del cliente por periodo tarifario (cálculo del término de energía para la alternativa PVPC mediante la fórmula del apartado 8.3.1.2), ésta herramienta es la única que utiliza la fórmula de cálculo del coste de la energía para suministros telemedidos (propuesta en el apartado 8.3.1.1), la cuál será la única que se utilice una vez se haya completado el proceso de transformación del parque de contadores eléctricos a equipos de telemedida y telegestión.

Esto se ha podido comprobar claramente durante las simulaciones. El mejor ejemplo se ha encontrado durante el cálculo de las facturas mensuales para el cliente 8.

El consumo en cuanto a periodos tarifarios para la tarifa 2.0DHA es exactamente el mismo, como se puede observar en la tabla 12.

	2.0A	2.0DHA	
	Consumo P1	Consumo P1	Consumo P2
Julio	1930,6	1003,8	926,8
Agosto	1930,6	1003,8	926,8
Septiembre	1930,6	1003,8	926,8

Tabla 12. Consumo cliente 7 para las tarifas 2.0A y 2.0DHA

Sin embargo, el importe de la factura durante estos meses para estas 2 tarifas es muy distinto:

Coste (€)	2.0A	2.0DHA
Julio	311,99	273,51
Agosto	326,64	287,48
Septiembre	346,18	306,87

Tabla 13. Coste mensual para las tarifas 2.0A y 2.0DHA

La volatilidad del precio es tal que observamos un aumento del 10% entre los meses de julio y septiembre. Para la opción de mercado libre, el importe de la factura en estos meses es exactamente el mismo (distintos entre tarifas, la 2.0DHA es más barata).

Por lo tanto, está claro que el debate es ineludible y que, en algunos casos, es cuestión del consumidor decidir si está dispuesto a experimentar estas permutaciones en su factura de la luz a cambio de la posibilidad de que esta le sea más barata que la opción de mercado libre.

11.3. Discriminación horaria

La principal conclusión de gran relevancia pues que se ha podido sacar de este estudio ha sido la obtención de una curva de perfil de consumo para la cual se puede establecer el porcentaje de ahorro obtenido, en función del ratio de consumo, con las opciones de 2 y 3 periodos tarifarios respecto de la opción sin discriminación horaria 2.0A.



Gráfico 14. Evolución del ahorro con discriminación horaria

Para la obtención de esta gráfica, se han hecho simulaciones para el consumo de cada cliente (7 clientes) para cada mes en el periodo comprendido entre julio y diciembre (6 meses). El coeficiente de correlación obtenido para una regresión potencial ha sido exitosamente alto ($R^2 = 0,9715$), con lo cual este estudio afirma que existe, de manera aproximada debido a la fluctuación del precio de la electricidad, un ratio de consumo entre las horas punta y valle a partir del cual las tarifas con discriminación horaria son más rentables que la tarifa sin discriminación, y cuyo ahorro va aumentando a medida que el consumo se desplaza hacia las horas con discriminación horaria. Si el cliente consume más de un 25% de la electricidad en periodos horarios con discriminación horaria, esta elección supondrá un ahorro frente a la tarifa 2.0A.

El estudio ha demostrado que este dato es, sin lugar a dudas, el mayor motivo de ahorro para un cliente, que se puede ver complementado por la elección correcta de la opción de PVPC o de mercado libre.

Estas simulaciones han demostrado también que, para un perfil de consumo regular, en el que no se muestra una tendencia voluntaria al consumo durante las horas supervalles, como pueda ser una industria que deliberadamente centre su consumo en esas horas, o en el ámbito doméstico, la carga de un vehículo eléctrico, la tarifa 2.0DHS

no resulta más barata que la 2.0DHA. Es más, el hecho de que durante uno de los periodos de más consumo, que es desde las 8h a las 9h, esta tarifa sea un poco más cara hace que el término de energía DHS pierda, en la mayoría de los casos, aunque por muy poco, en la comparación con la tarifa 2.0DHA.

11.4. Líneas de futuro

Como posibles vías de desarrollo en el mercado minorista, se prevé que con la liberalización del mercado junto con la introducción de la telegestión en el sector, la tendencia de las ofertas por parte de las comercializadoras libres se particularice mucho más, de manera similar a como ha ocurrido en el mercado de las telecomunicaciones, y que se produzca un juego interesante de variables en las que entrará en juego, sin lugar a dudas, la discriminación horaria a la hora de personalizar estas tarifas libres.

12. Bibliografía

Marco Legal

BOE (1992). Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales. *BOE* 312 (29 diciembre 1992): A-44305-44331.

BOE (1997): Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico. *BOE* 285 (28 noviembre 1997): A-35097-35126.

BOE (1998): REAL DECRETO 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. *BOE* 312 (30 diciembre 1998): A-1998-30041

BOE (2000). REAL DECRETO 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. *BOE* 310 (27 diciembre 2000): A-45988-46040.

BOE (2007). REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. *BOE* 126 (26 mayo 2007): A-22846-22886

BOE (2007). ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008. *BOE* 312 (29 diciembre 2007): A-2007-53781-53805.

BOE (2012). Resolución de 27 de septiembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar a partir del 1 de octubre de 2012. *BOE* 235 (29 septiembre 2012): A-2012-12197.

BOE (2013). Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. *BOE* 310 (27 diciembre 2013): A-2013-13645

BOE (2014). Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014. *BOE* 28 (1 febrero 2014): A-2014-1052

BOE (2014). Resolución de 31 de enero de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisa el coste de producción de energía eléctrica y los precios voluntarios para el pequeño consumidor. *BOE* 28 (1 febrero 2014): A-2014-1053

BOE (2014). Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. *BOE* 77 (29 marzo 2014): A-2014-3376

BOE (2014). Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el Valor Añadido. *BOE* 312 (29 de diciembre): A-2014-057

Publicaciones

1. “El Sistema Eléctrico Español. Avance del informe 2014”. Madrid, Red Eléctrica de España, diciembre 2014. 28 p.
2. Gallego, C.J; Victoria, M. “Entiende el Mercado Eléctrico”. El Observatorio Crítico de la Energía, 2012. 53 p.
3. Jiménez B.; Rodrigo. Mocárquer G., Sebastián. “Comercialización en el Mercado Eléctrico”. Santiago de Chile, Pontificia Universidad Católica de Chile, junio 2001.
4. “La Energía en España 2013”. Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2013. 335 p.

Consultas Web

1. <http://www.cnmc.es/> fecha de consulta: diciembre 2014
2. <https://www.cnmv.es> fecha de consulta: febrero 2015

- | | |
|--|-----------------------------------|
| 3. http://www.comparadorluz.com/ | fecha de consulta: diciembre 2014 |
| 4. http://www.comparatarifasenergia.es/ | fecha de consulta: diciembre 2014 |
| 5. http://www.controlastuenergia.gob.es/ | fecha de consulta: enero 2015 |
| 6. http://www.endesa.com | fecha de consulta: enero 2015 |
| 7. http://www.endesaeduca.com | fecha de consulta: enero 2015 |
| 8. https://www.eonespana.com | fecha de consulta: enero 2015 |
| 9. http://www.gasnaturalfenosa.es | fecha de consulta: enero 2015 |
| 10. http://www.iberdrola.es/ | fecha de consulta: enero 2015 |
| 11. http://www.minetur.gob.es | fecha de consulta: enero 2015 |
| 12. http://www.ocu.org/ | fecha de consulta: febrero 2015 |
| 13. http://www.omel.es/ | fecha de consulta: diciembre 2014 |
| 14. http://www.omie.es/ | fecha de consulta: noviembre 2014 |
| 15. http://www.ree.es/ | fecha de consulta: noviembre 2014 |
| 16. http://web.ing.puc.cl/ | fecha de consulta: febrero 2015 |